

УДК 622.276.72

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ЮВ1 ВЕРХНЕ-КОЛИК-ЁГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

TECHNIQUE AND TECHNOLOGY OF HYDRAULIC FRACTURING OF THE YUV1 RESERVOIR ON THE VERKHNE-KOLIK-YOGANSKOYE FIELD

Дашкевич Дмитрий Владимирович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
dvdash@mail.ru

Шальская Светлана Васильевна

начальник контрольно-интерпретационной
методической партии
промыслово-геофизических исследований,
Производственный Филиал «Кубаньгазгеофизика»
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»
sv010478@mail.ru

Арутюнов Татос Владимирович

ведущий специалист отдела проектирования
и мониторинга разработки месторождений
Ставропольского края,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
arutyunov-tatos@mail.ru

Аннотация. Уровень технологии гидравлического разрыва пласта и наличие высокоэффективной специальной техники передовых фирм позволяют сегодня разрабатывать запасы нефти в трудноизвлекаемых, слабопроницаемых горных образованиях. В статье предложен ряд геолого-технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи основного продуктивного пласта ЮВ1 Верхне-Колик-Ёганского нефтяного месторождения; показана возможность большого выбора методов ГРП с различными вариациями применительно к конкретному пласту или стратиграфическому комплексу для достижения запланированного коэффициента извлечения нефти и газа; рассмотрен модельный проект ГРП применительно к пласту ЮВ1. Показаны практически неограниченные возможности применения методов ГРП применительно к многообразию геологических условий конкретного объекта добычи.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; геолого-физические процессы, происходящие в процессе ГРП; физико-химические свойства технологических жидкостей; физико-химические свойства проппанта; технологические жидкости гидроразрыва; технология гидравлического разрыва пласта; сбор и анализ первичной информации для производства ГРП.

Dashkevich Dmitry Vladimirovich
Student,
Kuban state technological university
dvdash@mail.ru

Shalskaya Svetlana Vasilyevna

Head of the Control and Interpretation
Methodical Party
of Field and Geophysical Research,
Production Branch «Kubangazgeofizika»
LLC «Gazprom georesource»
PJSC «Gazprom»
sv010478@mail.ru

Arutyunov Tatos Vladimirovich

Leading specialist of the design and monitoring department of the field development of the Stavropol territory
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific and Technical Center»
arutyunov-tatos@mail.ru

Annotation. The level of technology of hydraulic fracturing and the availability of highly effective special equipment of leading firms allow today to develop oil reserves in hard-to-recover, weakly permeable mountain formations. The article suggests a number of geological and technological measures to increase the oil recovery of the main productive formation YuV1 of the Verkhne-Kolik-Yoganskoye oil field; the possibility of a large choice of methods of fracturing with various variations applied to a specific reservoir or stratigraphic complex to achieve the planned oil and gas recovery factor has been shown; The model project of hydraulic fracturing is applied to the YuV1 reservoir. Practically unlimited possibilities of applying hydraulic fracturing methods to the variety of geological conditions of a particular production facility are shown

Keywords: hydraulic fracturing of the formation; geological and physical processes occurring in the process of hydraulic fracturing; physical and chemical properties of process fluids; physical and chemical properties of proppant; technological fracturing fluids; technology of hydraulic fracturing; collection and analysis of primary information for the production of hydraulic fracturing.

Верхне-Колик-Ёганское месторождение открыто в 1981 году бурением разведочных скважин в пределах одноименной сейсмоструктуры, которое проводилось Вахской экспедицией «Главтюменьгеология» на землях Куль-Ёганского лесхоза, расположенного в Нижневартовском районе Тюменской области Ханты-Мансийского национального округа в 240 км к северо-востоку от г. Нижневартовска и в 110 км от г. Радужный.

На Верхне-Коллекторском месторождении в промышленной эксплуатации находятся объекты ЮВ₁ и АЧБВ₁₄₋₁₉, с которыми связана основная доля геологических (34,2 %) и извлекаемых (46,2 %) запасов нефти.

Второстепенные объекты (ПК₆, ПК₁₉, ПК₂₀¹, БВ₁₀, БВ₁₁, ЮВ₃, ЮВ₈ и ЮВ₁₀) находятся в опытно-промышленной разработке и эксплуатируются единичными скважинами.

Система воздействия по основному объекту (ЮВ₁) в разбуренной зоне сформирована примерно на 75 %. На объектах ачимовской толщи в связи с продолжающимся активным бурением система нагнетания находится в начальной стадии формирования.

Энергетическое состояние залежей можно считать удовлетворительным, однако отмечается недостаток информации по гидродинамическому и промыслово-геофизическому контролю за состоянием ВНК, процессом заводнения и пластовым давлением за период с начала разработки. Снижение эффективности созданных систем воздействия обусловлено и наличием нарушений в техническом состоянии значительного числа нагнетательных скважин. В целом по месторождению в 35 % исследованных скважин выявлены подобные нарушения.

Для повышения эффективной выработки запасов нефти можно рекомендовать такие мероприятия по восстановлению фонда скважин как забуривание боковых стволов, сгущение сетки скважин (в том числе бурение скважин с горизонтальным стволом), дополнительная перфорация, гидроразрывы пластов как на новых пробуренных скважинах (в том числе горизонтальных), так и по скважинам бездействующего фонда.

Геолого-физические процессы, происходящие в пластах в процессе ГРП

Гидравлический разрыв в первом приближении может быть определён как механическое воздействие на пористую среду, слагающую толщу пласта. При приложении избыточного давления пористая среда разрывается по вертикальным и горизонтальным плоскостям минимальной прочности, воздействием на пласт расчётного избыточного давления, закачкой в пласт специальной жидкости (жидкости разрыва) посредством которой, с поверхности на забой скважины передаётся энергия, вызывающая разрыв. В момент разрыва под воздействием давления нагнетаемой жидкости трещина, увеличиваясь в размерах, распространяется по пласту, внедряясь в систему естественных природных трещин и литологическим зонам повышенной проницаемости; таким образом, раскрытая сеть дренажных, искусственно созданных каналов поддерживается в пласте энергией закачки. При сбросе избыточного давления трещины смыкаются и залечиваются выпадением из пластовых рассолов минералов кальцита. С целью сохранения созданной искусственной трещиноватости в раскрытом состоянии, жидкостью разрыва в трещины вводится отсортированный мелкозернистый материал (проппант). Обязательным условием вноса в трещину проппанта должно быть наличие приёмистости на всех этапах обработки.

После снятия избыточного давления трещины смыкаются на уровень проппанта, сохраняя тем самым сеть каналов высокой проницаемости.

При правильно выбранной технологии и исполнения ГРП происходит увеличение дренажного радиуса скважины, что в итоге ведет к увеличению коэффициента нефтеотдачи пласта.

Методы ГРП позволяют находить технологические решения применительно особенностям геологического строения конкретного объекта разработки и поставленной цели.

Рассмотрим основные условия ГРП, применяемые на практике в этом регионе.

Локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на призабойную зону скважины, производится разрушение зон кольматации образовавшихся при первичном и вторичном вскрытии пластов.

Бывает достаточным создание трещин с проникновением на 10–20 м, закачкой десятков кубических метров жидкости и нескольких тонн проппанта. В ряде случаев только разрушением зон кольматации после бурения дебит скважин увеличивается в 2–3 раза (скважина № 865).

Гидроразрывы с образованием протяжённых трещин приводят к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и внедрению искусственной сети трещиноватости на удалённые от существующих скважин нефтяных полей. Оптимальная

длина закрепленной трещины с площадью сечения 0,01–0,05 мкм² обычно составляет 40–60 м, а объём закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Селективные гидроразрывы производятся в пределах мощных пластов поинтервальным ГРП от подошвы до кровли объекта.

ГРП в наклонных скважинах, направление которых отклоняется от плоскости разрыва, возникают проблемы, связанные с образованием нескольких трещин от различных интервалов перфорации и с искривлением трещины вблизи скважины. Для создания единой плоской трещины в таких скважинах используется специальная технология, основанная на ограничении числа перфорационных отверстий, определении их размеров, количества и ориентации по отношению к направлениям главных напряжений в пласте.

ГРП в горизонтальных скважинах. Ориентация трещины по отношению к оси скважины определяется направлением горизонтального ствола по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте. Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины. Разработанные передовыми компаниями технологии создания нескольких трещин в одной горизонтальной скважине с учётом технологических и экономических ограничений обычно составляют 3–4.

Если горизонтальный участок скважины параллелен направлению максимального горизонтального напряжения, трещина гидроразрыва будет продольной по отношению к оси скважины. Продольная трещина не может дать значительного увеличения дебита горизонтальной скважины, *но сама горизонтальная скважина с продольной трещиной может рассматриваться как трещина очень высокой проводимости*. Учитывая, что рост проводимости является определяющим фактором увеличения дебита скважин с трещинами в средне- и высокопроницаемых пластах, при разработке таких пластов возможно использование гидроразрыва в горизонтальных скважинах с образованием продольных трещин. Опытные работы по определению эффективности продольных трещин, проведённые на месторождении Купарук-Ривер (Аляска) в четырёх горизонтальных скважинах, показали, что продуктивность в среднем увеличилась на 71 %, а затраты на 37 %.

Крупнейший проект осуществлён на газовом месторождении Золинген в Северном море (Германия), характеризующимся сверхнизкой проницаемостью (10^{-6} – 10^{-4} мкм²), средней пористостью 10–12 % и средней толщиной пласта около 100 м. В горизонтальном стволе с длиной 600 м создано четыре поперечные трещины, полудлина каждой из которых составляет около 100 м. Пиковый дебит скважины составил 700 тыс. м³/сут. природного газа.

Импульсный гидроразрыв позволяет создавать в скважине несколько радиально расходящихся от скважины трещин, что может эффективно использоваться для преодоления скин-эффекта в призабойной зоне, особенно в средне- и высокопроницаемых пластах.

Гидроразрыв в средне- и высокопроницаемых пластах основным фактором увеличения дебита скважины вследствие ГРП является ширина трещины в отличие от низкопроницаемых пластов, где таким фактором является её длина. Для создания коротких широких трещин используется технология осаждения проппанта на конце трещины (TSO-tip screen out), которая состоит в продавливании проппанта, в первую очередь, к концу трещины путём постепенного увеличения его концентрации в рабочей жидкости в ходе обработки. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует её росту в длину. Дальнейшая закачка жидкости, несущей проппант, приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2–3 мм. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет 300–3000 мкм² · м. Для предотвращения выноса проппанта в ходе последующей эксплуатации скважины технология TSO обычно сочетается либо с использованием смолопокрытого проппанта, который схватывается и оказывает сопротивление вязкому трению во время добычи, либо с гравийной набивкой, когда проппант удерживается в трещине при помощи фильтра (Frac-and-Pack). Эта

же технология используется для предупреждения прорастания трещины к водонефтяному контакту. Технология TSO успешно применяется на месторождении Прадхо-Бей (США), в Мексиканском заливе, Индонезии, Северном море и др.

Создание коротких широких трещин в скважинах, вскрывающих средне- и высокопроницаемые пласты, увеличивает эффективный радиус скважины. В многопластовых песчаных коллекторах сформированная вертикальная трещина обеспечивает непрерывную связь тонких песчаных пропластков с зоной перфорации. В коллекторах с миграцией мельчайших частиц горной породы за счёт снижения скорости течения предотвращается вынос песка. В газовых пластах снижение негативных эффектов связано с турбулизацией потока вблизи скважины.

Вертикальный разрыв. В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу (рис. 1).

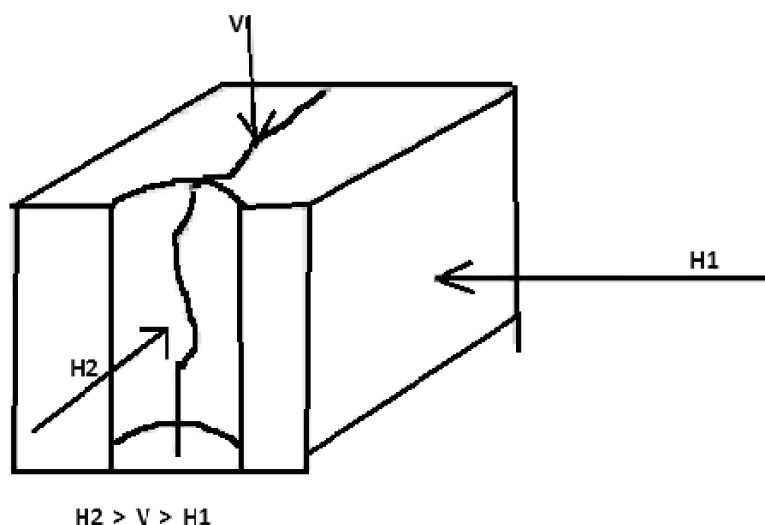


Рисунок 1 – Вертикальный разрыв

Горизонтальный разрыв. Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения (рис. 2).

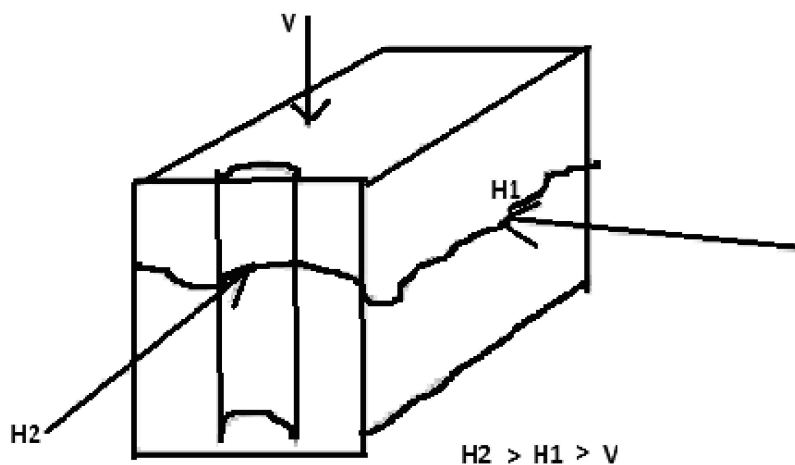


Рисунок 2 – Горизонтальный разрыв

К настоящему времени в США проведено более 1 млн. успешных ГРП созданием трещин, перечисленных выше. Оценивая многообразие геологических условий и применяя соответствующие технологии, обработано более 40 % фонда скважин, в результате чего 30 % запасов нефти и газа переведено из забалансовых в промышленные. В Северной Америке прирост добычи нефти составил около 1,5 млрд m^3 в результате правильного применения ГРП.

Обзор физико-химических свойств технологических жидкостей и проппанта

Важнейшим фактором успешности процедуры ГРП является подбор по качеству жидкости разрыва и проппанта применительно к конкретным геологическим условиям.

Физико-химические свойства технологических жидкостей гидроразрыва

Главное назначение жидкости разрыва – передача с поверхности на забой скважины энергии, достаточной для раскрытия трещины, а также транспортировка проппанта вдоль всей трещины.

Жидкость разрыва должна обладать следующими основными свойствами:

- достаточной динамической вязкостью для создания трещин высокой проводимости;
- обеспечивать наибольшее раскрытие и максимальный занос проппанта;
- иметь низкие фильтрационные утечки для получения трещин необходимых размеров;
- обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью разрыва;
- иметь достаточную для обрабатываемого пласта термостабильность и высокую сдвиговую стабильность, т.е. устойчивость структуры жидкости при сдвиге;
- легко выноситься из пласта и трещин гидроразрыва после обработки;
- быть технологичными в приготовлении и хранении в промышленных условиях;
- иметь низкую коррозионную активность;
- быть экологически чистыми и безопасными в применении;
- иметь относительно низкую стоимость.

Первые жидкости разрыва (ЖР) были на *нефтяной основе*, однако с конца 50-х годов прошлого столетия начали применять жидкости на *водной основе*, наиболее распространённые из которых *гуаровая смола* и *гидроксипропилгуар*. В настоящее время в США более 70 % всех ГРП производится с использованием этих жидкостей. *Гели на нефтяной основе* используются в 5 % случаев, *пены со сжатым газом* применяют в 25 % всех ГРП.

Для повышения эффективности гидроразрыва в жидкости разрыва добавляют различные присадки, в основном это *антифильтрационные агенты* и *агенты снижения трения*.

Неудачи при проведении гидроразрыва в низкопроницаемых газовых пластах часто обусловлены медленным выносом жидкости разрыва и блокированием ею трещины. В результате начальный дебит газа после ГРП может оказаться на 80 % ниже установившегося по прошествии времени, так как увеличение дебита скважины происходит крайне медленно по мере очистки трещины (в течение недель и месяцев). В таких пластах особенно актуально использование смеси *углеводородной жидкости разрыва* и *сжиженной углекислоты* либо *сжиженного CO₂* с добавкой *азота*. Двуокись углерода вводится в пласт в сжиженном состоянии, а выносится в виде газа. Это позволяет ускорить вынос жидкости разрыва из пласта и предотвратить такие негативные эффекты, наиболее выраженные в низкопроницаемых газовых коллекторах, как блокирование трещины, ухудшение фазовой проницаемости для газа вблизи трещины, изменение капиллярного давления и смачиваемости породы и т.п.

Жидкости, принятые в практике работ

Жидкости на водной основе используются сегодня в большинстве обработок, хотя изначально гидроразрыв производился 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 доступны, легче контролируются и загущаются.

Линейные жидкости разрыва. Необходимость загущения воды, чтобы помочь транспортировать проппант, уменьшить потерю жидкости и увеличить ширину трещины, было очевидным для ранних исследователей. Первый загуститель воды был *крах-*

мал. В начале 1960-х годов была найдена замена на *гуаровый клей* – полимерный загуститель. Он используется и в настоящее время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: *гидроксипропил*, *гидроксиэтилцеллюлоза*, *карбоксиметил*, *ксантан* и в некоторых других редких случаях *полиакриламиды*.

Соединяющие 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. Соединяющая реакция такова, что молекулярный вес базового полимера в значительной степени увеличивается, связывая вместе различные молекулы полимера в структуру. Типичный соединяющийся гель в конце 1960-х годов состоял из гуарового соединителя с баритовой сурьмой плотностью 9586 г/м³. Сурьмовая среда была с относительно низким показателем рН в жидкости разрыва. Поровая среда была с высоким показателем рН. Также было разработано много других жидкостей этого типа, таких как алюминиевые, на хромной, медной основе и марганца. Дополнительно в начале 1970-х годов стали использовать соединитель на основе КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) и некоторые типы соединителя на основе гидрокситилцеллюлозы, хотя последний был дорогостоящим. С разработкой *гидроксипропилового гуара* и *карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозных полимеров*, также было разработано новое поколение соединителей. Полимерные молекулы соединителя имеют тенденцию к увеличению термостабильности базового полимера.

Замедляющие соединительные системы. Используются как жидкости разрыва с контролируемым временем соединения, или замедленной реакцией соединения. Время соединения задаёт базовой жидкости период времени для сохранения однородной структуры, необходимое чтобы достигать очень большое увеличение вязкости. 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 снижение трения при обработке и поэтому замедляющие соединительные системы используются чаще, чем обычные соединительные системы. Основное достоинство использования соединительных систем над линейными жидкостями описаны ниже:

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.

Жидкости на нефтяной основе (дизельное топливо). Самый простой на нефтяной основе – *гель разрыва*. Это продукт реакции фосфата алюминия и алюминат соды. Эта реагенты создают вязкость в дизельных топливах. Гель фосфата алюминия увеличивает термостабильность.

Фосфат алюминия может быть использован, чтобы создать жидкость с повышенной стабильностью к высоким температурам и хорошей ёмкостью для транспортировки проппанта в скважинах с высокими температурами на забое (120 °С). Основным недостатком использования жидкостей на основе ДТ это пожаро-взрывоопасность. Также надо отметить, что приготовление жидкостей на нефтяной основе требует большого технического и качественного контроля.

Приготовление же жидкостей на водной основе значительно облегчает процесс работ.

Жидкости на водно-спиртовой основе. Метанол и изопропанол использовались как компоненты жидкости на водной основе. Спирт в пористой среде снимает или уменьшает внутривязкие сопротивления воды. В жидкостях разрыва спирт нашёл широкое применение как температурный стабилизатор. Полимеры повысили возможность загустить чистый метанол и изопропанол. В пластах, чувствительных к воде, жидкости на гидрокарбонатной основе более предпочтительны, чем жидкости на спиртовой основе.

Эмульсионные жидкости разрыва. Этот вид жидкости разрыва на нефтяной основе использовались на протяжении многих лет. Даже некоторые первые жидкости разрыва, были внешне нефтяными эмульсиями. У них много недостатков и они используются в очень узком спектре, из-за крайне высоких потерь давления трения из-за вязкости. Эти жидкости разрыва на нефтяной эмульсии были очень популярными до повышения стоимости нефти на мировом рынке. Эмульсий типа «нефть в воде» направленно сокращалось с ростом цены на нефть.

Также в практике применяются виды жидкостей разрыва на основе пен, энергетические с азотом или углекислым газом, растворённые в воде.

Физические свойства проппанта

Современные материалы, используемые для закрепления трещин в раскрытом состоянии – *проппанты* – можно разделить на два вида: *кварцевые пески* и *синтетические проппанты средней и высокой прочности*. К физическим характеристикам проппантов, которые влияют на проводимость трещины, относятся такие параметры, как прочность, размер гранул, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул (сферичность и округлость) и плотность.

Первым и наиболее широко используемым материалом для закрепления трещин являются отсортированные пески, плотность которых составляет приблизительно $2,65 \text{ г/см}^3$. Пески обычно используются при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа. Среднепрочными являются *керамические проппанты* плотностью $2,7\text{--}3,3 \text{ г/см}^3$ используемые при напряжении сжатия до 69 МПа. Сверхпрочные проппанты, такие как *спеченный боксит* и *окись циркония*, используются при напряжении сжатия до 100 МПа, плотность этих материалов составляет $3,2\text{--}3,8 \text{ г/см}^3$. Использование сверхпрочных проппантов ограничивается их высокой стоимостью.

Кроме того, в США применяется так называемый *суперпесок* – кварцевый песок, зёрна которого покрыты специальными смолами, повышающими прочность и препятствующими выносу частиц сколов проппанта из трещины. Плотность суперпеска составляет $2,55 \text{ г/см}^3$.

Производятся и используются также *синтетические смолопокрытые проппанты*.

Прочность является основным критерием при подборе проппантов для конкретных пластовых условий с целью обеспечения длительной проводимости трещины на глубине залегания пласта. В глубоких скважинах минимальное напряжение – горизонтальное, поэтому образуются преимущественно вертикальные трещины. С глубиной минимальное горизонтальное напряжение возрастает приблизительно на 19 МПа/км. Поэтому по глубине проппанты имеют следующие области применения: кварцевые пески – до 2500 м; проппанты средней прочности – до 3500 м; проппанты высокой прочности – свыше 3500 м.

Применение проппантов средней прочности экономически эффективно и на глубинах менее 2500 м, так как повышенные затраты за счёт их более высокой по сравнению с кварцевым песком стоимости перекрываются выигрышем в дополнительной добыче нефти за счёт создания в трещине гидроразрыва упаковки проппанта более высокой проводимости.

Наиболее часто применяют проппанты с размерами гранул 0,425–0,85 мм (20/40 меш), реже 0,85–1,7 мм (12/20 меш), 0,85–1,18 мм (16/20 меш), 0,212–0,425 мм (40/70 меш). Выбор нужного размера зёрен проппанта определяется целым комплексом факторов. Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка проппанта в трещине. Однако использование проппанта крупной фракции сопряжено с дополнительными проблемами при его переносе вдоль трещины. Прочность проппанта снижается с увеличением размеров гранул. Кроме того, в слабосцементированных коллекторах предпочтительным оказывается использование проппанта более мелкой фракции, так как за счёт выноса из пласта мелкодисперсных частиц, упаковка крупнозернистого проппанта постепенно засоряется и её проницаемость снижается.

От округлости и сферичности гранул проппанта зависит плотность его упаковки в трещине, её фильтрационное сопротивление, а также степень разрушения гранул под действием горного давления.

Плотность проппанта определяет перенос и расположение проппанта вдоль трещины. Проппанты высокой плотности труднее поддерживать во взвешенном со-

стоянии в жидкости разрыва при их транспортировании вдоль трещины. Заполнение трещины проппантом высокой плотности может быть достигнуто двумя путями – использованием высоковязких жидкостей, которые транспортируют проппант по длине трещины с минимальным его осаждением, либо применением маловязких жидкостей при повышенном темпе их закачки. В последние годы зарубежные фирмы стали выпускать облегченные проппанты, характеризующиеся пониженной плотностью.

В связи с большим разнообразием жидкостей разрыва и проппантов, имеющих на мировом рынке, американским нефтяным институтом (API) разработаны стандартные методики для определения свойств этих материалов (API RP39; Prud'homme, 1984, 1985, 1986 – для жидкостей разрыва и API RP60 – для проппантов).

Из вышеизложенного следует, что для обеспечения успеха операции системы «жидкость разрыва – проппант» должны обладать следующими характеристиками:

- реологические свойства «чистой» жидкости и жидкости, содержащей проппант;
- инфильтрационные свойства жидкости, определяющие её утечки в пласт в ходе гидроразрыва и при переносе проппанта вдоль трещины;
- способность жидкости обеспечить перенос проппанта к концам трещины во взвешенном состоянии без его преждевременного осаждения;
- возможность легкого и быстрого выноса жидкости разрыва для обеспечения минимального возврата проппанта из пласта;
- совместимость жидкости разрыва с различными добавками, предусмотренными технологией, возможными примесями и пластовыми жидкостями;

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности её удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

Технология гидравлического разрыва пласта

Технология ГРП включает следующие операции:

- промывку скважины;
- спуск в скважину НКТ марки N-80 с пакером и якорем;
- обвязку (рис. 3) и определение приёмистости скважины закачкой жидкости;
- закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости;
- время на закрепление проппанта;
- промывку забоя и пуск скважины в работу.

По технологическим схемам проведения различают *однократный, направленный (поинтервальный)* и *многократный* ГРП.

При *однократном* гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при *направленном* – лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при *многократном* ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток.

Минимальный расход закачки жидкости должен составлять не менее 2 м³/мин. и может быть оценен при образовании вертикальной и горизонтальной трещин соответственно по формулам:

$$Q_{верт} \geq \frac{h \cdot W_{верт}}{5 \cdot \mu}; \quad (1)$$

$$Q_{гор} \geq \frac{\pi \cdot R_m \cdot W_{гор}}{10 \cdot \mu}, \quad (2)$$

где $Q_{верт}$, $Q_{гор}$ – минимальные расходы, л/с; h – толщина пласта, см; $W_{верт}$, $W_{гор}$ – ширина вертикальной и горизонтальной трещины, см; μ – вязкость жидкости, мПа · с; R_m – радиус горизонтальной трещины, см.

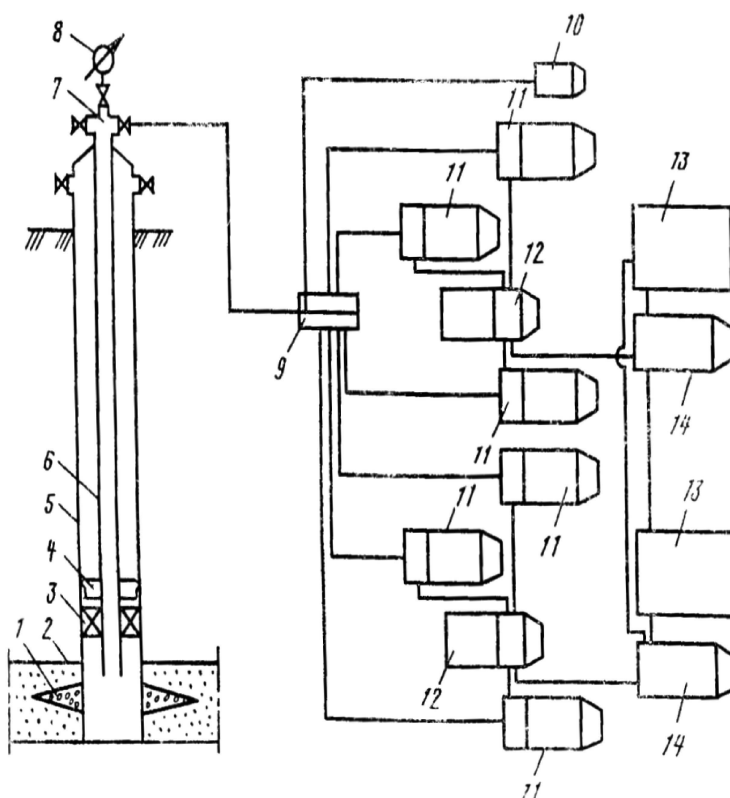


Рисунок 3 – Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

- 1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь; 5 – обсадная колонна;
 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов;
 10 – станция контроля и управления процессом; 11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители;
 13 – ёмкости с технологическими жидкостями; 14 – насосные агрегаты

Давление ГРП пласта устанавливают по опыту или оценивают по формуле:

$$P_{грп} = p_{гор} + \sigma_p,$$

где $P_{грп}$ – забойное давление разрыва пласта; σ_p – прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия; $p_{гор}$ – горное давление, которое определяется по следующей формуле:

$$p_{гор} = H \cdot \rho_n \cdot g.$$

Здесь H – глубина залегания пласта; ρ_n – средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2200–2600 кг/м³, в среднем 2300 кг/м³; g – ускорение свободного падения.

Давление нагнетания на устье скважины:

$$P_{уст} = P_{грп} + \Delta P_{тр} - P_c,$$

где $\Delta P_{тр}$ – потери давления на трение в трубах; P_c – гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Если давление нагнетания $P_{уст}$ больше допустимого устьевого давления $P_{уст(доп)}$, то на НКТ над кровлей продуктивного пласта устанавливают пакер с якорем. Допустимое давление $P_{уст(доп)}$ принимается как наибольшее из двух давлений, вычисленных по формуле Ламэ и с использованием формулы Яковлева-Шумилова.

В осадочных горных породах обычно образуются субвертикальные трещины, длина которых достигает первых десятков метров, а раскрытие – нескольких мм, реже вызывает возрастание дебитов в 1,5–2,0 раза и более.

Специальные агрегаты и технические средства, применяемые 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 (буфер) закачивается в скважину для инициирования трещин и её продвижения в пласте. После этого суспензия продолжает развивать трещину.

Подготовка жидкости ГРП производится на кусту скважин, непосредственно перед закачкой её в пласт. Система подготовки жидкости ГРП включает: песковоз, ёмкость с нефтью или дизтопливом, смесительный агрегат (блендер). Обязка системы имеет 1,5-кратный запас прочности.

Перед началом ГРП, оборудование и обязка опрессовываются на рабочее давление. Управление непосредственно ГРП (насосными агрегатами) осуществляется через компьютерный центр, который имеет автоматическую защиту от возможных аварий (порывов обязки). В случае аварии компьютерный центр автоматически отключает насосы, обратные клапана обязки закрывают обратное течение жидкости у скважины и перед каждым насосным агрегатом. Сброс давления производится в вакуумную установку, входящую в комплект оборудования ГРП и постоянно включенную в обязку. Эта же вакуумная установка собирает остатки жидкости в обязке и насосах после ГРП, с целью исключения проливов на почву при демонтаже линий. Сброс давления из затрубного пространства производится в ёмкость ЦА-320, постоянно подключённой к устью скважины через крестовину фонтанной арматуры.

Для производства ГРП на Верхне-Колик-Ёганском месторождении предлагается использовать следующую технику:

- 1) КРАЗ-250 ЦА
- 2) Урал-4320 пожарная машина;
- 3) Кенворд песковоз;
- 4) Кенворд химический фургон;
- 5) Кенворд блендер;
- 6) Кенворд насосная установка;
- 7) Кенворд цементируемый агрегат;
- 8) Кенворд трубовоз;
- 9) Форд-350 лаборатория;
- 10) УАЗ-3962 санитарный фургон;
- 11) К-700 вакуумная установка.

Техника Кенворд должна быть оборудована специальными фильтрами, улавливающими выбросы.

Сбор и анализ первичной информации для производства ГРП

В настоящее время успех ГРП возможен при внимательной подготовке каждой операции. Важнейшим элементом такой подготовки является сбор и анализ первичной информации.

Основные геолого-физические данные, необходимые для подготовки проекта на разрыв пласта

Данные, необходимые для подготовки ГРП, можно подразделить на три группы:

- 1) геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);
- 2) характеристика геометрии и ориентации трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и т.п.);
- 3) свойства жидкости разрыва и проппанта.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также результаты промышленного эксперимента, заключающегося в проведении микро- и мини-гидроразрывов.

Комплексный подход к проектированию ГРП на основе собранных геолого-физических данных

Изучение многих факторов, таких как проницаемость пласта, система расстановки скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения. В целом процедура расчёта гидроразрыва должна включать в себя следующие элементы:

- расчёт количества жидкости разрыва и проппанта, необходимых для создания трещины, требуемых размеров и проводимости;
- технику для определения оптимальных параметров нагнетания с учётом характеристик проппанта и технологических ограничений;
- комплексный алгоритм, позволяющий оптимизировать геометрические параметры и проводимость трещины с учётом продуктивности пласта и системы расстановки скважин, обеспечивающий баланс между фильтрационными характеристиками пласта и трещины, и основанный на критерии максимизации прибыли от обработки скважины.

Создание оптимальной технологии ГРП подразумевает соблюдение следующих критериев:

- максимальная глубина проникновения проппанта в трещину;
- оптимизация параметров нагнетания жидкости разрыва и проппанта;
- минимизация стоимости обработки;
- максимизация прибыли за счёт получения дополнительной нефти и газа.

В соответствии с этими критериями можно выделить следующие этапы оптимизации проведения ГРП на объекте:

- 1) выбор скважин для обработки с учётом существующей или проектируемой системы разработки, обеспечивающий максимизацию добычи нефти и газа при минимизации затрат;
- 2) определение оптимальной геометрии трещины – длины и проводимости с учётом проницаемости пласта, системы расстановки скважин, удалённости скважины от газо- или водонефтяного контакта;
- 3) выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов;
- 4) подбор проппанта с соответствующими прочностными свойствами, расчёт объёма и концентрации проппанта, необходимых для получения трещины с заданными свойствами;
- 5) подбор жидкости разрыва с подходящими реологическими свойствами с учётом характеристик пласта, проппанта и геометрии трещины;
- 6) расчёт необходимого количества жидкости разрыва и определение оптимальных параметров нагнетания с учётом характеристик жидкости и проппанта, а также технологических ограничений.

Критерии выбора скважин для проведения ГРП

Для проведения ГРП предпочтение отдаётся скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям. Последние в комплексе позволяют с высокой вероятностью обеспечить интенсификацию добычи нефти. В зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины критерии сгруппированы по двум нижеследующим позициям.

1. Коллектора низкопроницаемые (ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности), при этом должны соблюдаться следующие критерии:

- 1) эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- 2) отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- 3) продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8–10 м;
- 4) удалённость скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- 5) накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20 % от удельных извлекаемых запасов;

6) расчленённость продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) – не более 3–5;
7) скважина должна быть технически исправна как по состоянию эксплуатационной колонны, так и по сцеплению цементного камня с колонной и породой в интервале выше и ниже фильтра на 50 м;

8) проницаемость пласта не более $0,03 \text{ мкм}^2$ при вязкости нефти в пластовых условиях не более $5 \text{ МПа} \cdot \text{с}$.

2. Гидравлический разрыв пласта в коллекторах средней и низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счёт ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне:

1) начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;

2) наличие скин-эффекта на КВД;

3) обводнённость продукции скважин не должна превышать 20 %;

4) продуктивность скважины должна быть ниже или незначительно отличаться от проектно-базовой.

Как видно из вышеизложенного, приведённые критерии позволяют провести разностороннюю предварительную экспертную оценку каждой скважины с технической, технологической и геолого-промысловой позиций.

При правильном сборе и оценке всей информации, соблюдении технологии исполнения вероятность успешности операций ГРП высокая и соответственно прирост дополнительной добычи нефти.

Контроль за качественным исполнением работ по ГРП

Совместными усилиями Американского газового исследовательского института (GRI) и крупнейших нефтяных и газовых компаний США («Mobil Oil Co.», «Amoco Production Co.», «Schlumberger», «Trican» и др.) разрабатывается и постоянно совершенствуется электронный технологический комплекс, обеспечивающий контроль за исполнением работ. Это, прежде всего, мобильное оборудование GRI для тестирования и контроля качества операции ГРП, агрегат GRI для исследования реологии, трёхмерную компьютерную программу для «дизайна» трещины FRACPRO, приборы для определения профиля напряжений в пласте и микросейсмическую технику для определения высоты и азимута трещины. Использование новейшей технологии контроля позволяет подобрать жидкость разрыва и проппант, применительно к конкретным условиям, проконтролировать распространение и раскрытие трещины, транспортировку проппанта во взвешенном состоянии вдоль всей трещины, определить успешность завершения операции. Знание профиля напряжений в пласте позволяет не только определить давление гидроразрыва, но и предсказать геометрию трещины. При высоком различии напряжений в коллекторе и в непроницаемых барьерах трещина распространяется на большую длину и меньшую высоту, чем в пласте с незначительной разницей этих напряжений. Учёт получаемой оперативной информации в трёхмерной модели объекта позволяет быстро и достоверно прогнозировать геометрию и фильтрационные характеристики трещины.

Предлагаемый дизайн ГРП по технологии фирмы «Newco Well Service»

<i>скважина</i>	3093BKE
<i>куст</i>	130
<i>пласт</i>	Jurassic 1-2 / Юра 1-2
<i>месторождение</i>	Верхне-Колик-Ёганское

MFrac-III

Three-Dimensional Hydraulic Fracturing Simulator
MFrac is a trademark of Meyer & Associates, Inc.
Copyright (c) 1985–2001 Meyer & Associates, Inc. All Rights Reserved
MFrac-III Version 4,01,0423,

ROCK PROPERTIES

Zone Name (-)	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Stress Gradient (kPa/m)	Stress (kPa)	Young's Modulus (kPa)	Poisson's Ratio (-)	Fracture Toughness (kPa·m ^{1/2})	Critical Stress (kPa)	Stress Interpolation (-)
Shale	2439,9	2478,0	13,5	32939	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-1	2440,5	2478,6	12,5	30506	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Siltstone	2444,6	2482,8	13,0	31780	1,5e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2445,8	2484,0	12,5	30573	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2447,6	2485,8	13,5	33042	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2449,2	2487,4	12,5	30614	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2449,9	2488,2	13,5	33074	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2470,0	2508,6	12,5	30875	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Dolomite	2473,4	2512,0	13,7	33885	2,0e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2474,7	2513,4	12,5	30934	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Dolomite	2475,5	2514,2	13,7	33915	2,0e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2477,5	2516,2	12,5	30969	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2482,2	2521,0	13,5	33510	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-3	2485,8	2524,6	12,5	31072	1,2e+07	0,20	600	0	Off
J 1-3	2492,4	2531,4	12,5	31156	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2498,3	2537,4	13,5	33728	1,8e+07	0,26	1000	0	Off

WELLBORE HYDRAULICS DATA

Wellbore Volume	12,219	(m ³)
Injection Down	Tubing	
Horizontal Well	Off	
Surface Line Volume	0,3	(m ³)
Wellbore Volume Reference MD	2497	(m)
Wellbore Volume Reference TVD	2458,6	(m)
Maximum BHTP	60000	(kPa)

PERFORATION ZONES

	Active	Zone	Top of Perfs TVD (m)	Bottom of Perfs TVD (m)	Top of Perfs MD (m)	Bottom of Perfs MD (m)
1.	Yes	J 1-2	2458,6	2466,5	2497	2505

ZONE DATA

	Zone	No. of Multiple Fractures (-)	Stiffness Interaction (-)	Fluid Loss Interaction (-)	Pay Zone From (m)	To (m)	Perm. (md)	Perforations Number (-)	Diameter (mm)
1.	J 1-2	1	0	0	2449,9	2470	5	114	16

INPUT SURFACE TREATMENT

Stage No (-)	Slurry Rate (m ³ /min)	Liquid Volume (m ³)	Slurry Volume (m ³)	Total Slurry Volume (m ³)	Stage Time (min)	Stage Type (-)	Fluid Type (-)	Proppant Type	Proppant Concentration, From (kg/m ³)	Proppant Concentration, To (kg/m ³)	Proppant, Stg Mass (kg)
1	1,6	12	12	12,00	7,5000	Pre-Pad	ND30	0000	0	0	0
2	0	0	0	12,00	4,5716	Shut-in	ND30	0000	0	0	0
3	2,6	4	4	16,00	1,5385	Pre-Pad	ND30	0000	0	0	0
4	2,6	4	4,1299	20,13	1,5884	Slug	ND30	BP02	0	200	400
5	2,6	14	14	34,13	5,3846	Flush	NL30	0000	0	0	0
6	0	0	0	34,13	30,0000	Shut-in	NL30	0000	0	0	0
7	2,6	28	28	62,13	10,7690	Pad	ND30	0000	0	0	0
8	2,6	6	6,1948	68,325	2,3826	Prop	ND30	BP02	0	200	600
9	2,6	9	9,8766	78,201	3,7987	Prop	ND30	BP02	200	400	2700
10	2,6	14	16,273	94,474	6,2588	Prop	ND30	BP02	400	600	7000
11	2,6	16	19,636	114,11	7,5525	Prop	ND30	BP02	600	800	11200
12	2,6	16	20,706	134,82	7,9638	Prop	ND30	BP03	800	1000	14400
13	2,6	15	20,392	155,21	7,8432	Prop	ND30	BP03	1000	1200	16500
14	2,6	6	8,353	163,56	3,2127	Prop	ND30	BP03	1200	1200	7200
15	2,6	11,7	11,7	175,26	4,5000	Flush	NL30	0000	0	0	0
16	0	0	0	175,26	0	Shut-in	NL30	0000	0	0	0

Fluid Type: H₂O₂ – Fresh Water with 2 % Salt

Fluid Type: ND₃O – Newco Delayed XLink Gel 3.0 kg/m³, 25#/1000gal

Fluid Type: NL₃O – Newco Linear Gel 3.0 kg/m³, 25#/1000gal

Proppant Type: 0000 – No Prop, Slug, ...

Proppant Type: BPO₂ – 16/30 Borovichi Ceramic – 22t

Proppant Type: BPO₃ – 12/18 Borovichi BorProp – 38t

Total Slurry Volume	175,26	(m ³)
Total Liquid Volume	155,7	(m ³)
Total Sand Mass Pump	60000	(kg)
Total Sand Mass Placed	59553	(kg)

HYDRAULICS CALCULATION OF THE WELL

Hydraulic Power Required	961,87	(kW)
Surface Pressure, min.	0	(kPa)
Surface Pressure, max.	22187	(kPa)

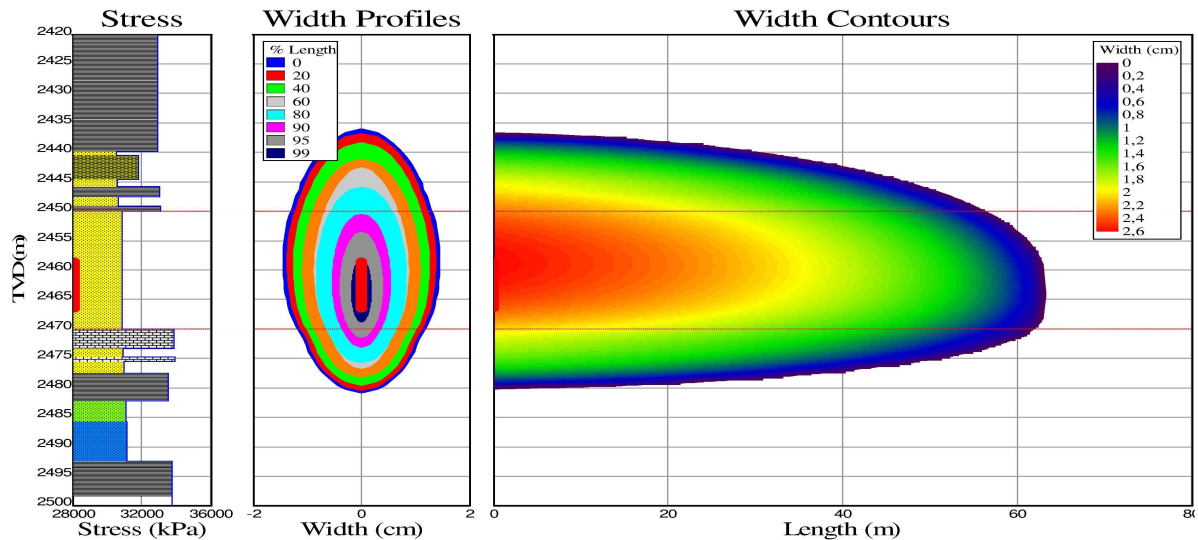
GENERAL DATA / (calculated values at the end of the treatment)

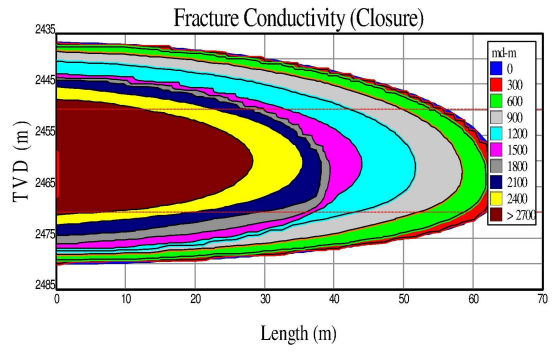
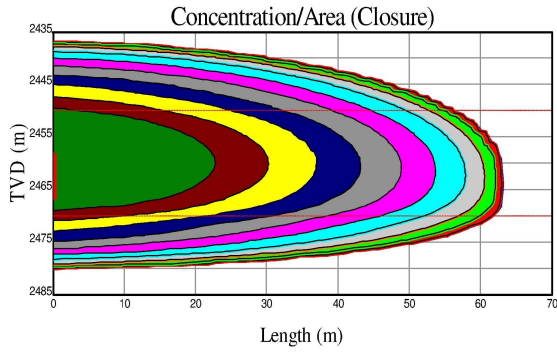
Slurry Volume Injected	169,15	(m ³)
Liquid Volume Injected	149,74	(m ³)
Fluid Loss Volume	82,995	(m ³)
Frac Fluid Efficiency	0,50934	
Net Frac Pressure	5691,8	(kPa)
Length (one wing)	63,383	(m)
Upper Frac Height	27,446	(m)
Lower Frac Height	16,104	(m)
Total Frac Height	43,551	(m)
Max, Frac Width at Perfs	2,6072	(cm)
Avg, Hydraulic Frac Width	1,6098	(cm)

PROPPANT DESIGN SUMMARY

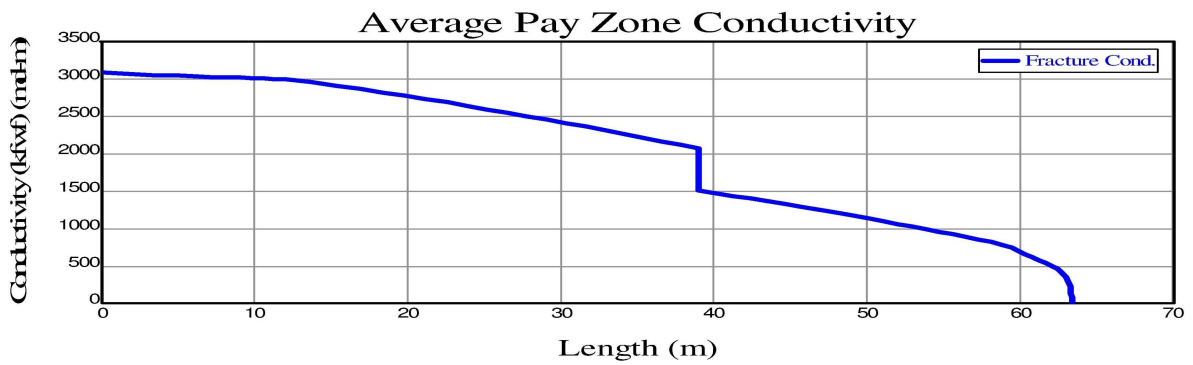
Created Fracture Length EOJ	63,383	(m)
Total Propped Fracture Length	63,253	(m)
Avg, Propped Height in Fracture	35,213	(m)
Avg, Propped Height in Pay Zone	19,842	(m)
Avg, Propped Width at Well	1,1324	(cm)
Avg, Propped Width in Pay Zone	0,81028	(cm)
Max, Width EOJ at Perfs	2,6072	(cm)
Avg, Prop, Conc./Area in Fracture	13,27	(kg/m ²)
Avg, Prop, Conc./Area in Pay Zone	15,298	(kg/m ²)
Avg, Frac Conductivity in Pay Zone	2081	(md-m)
Avg, Dim, Fracture Cond, in Pay Zone	6,5799	
Propped Fracture Ratio	0,46986	
Estimated Closure Time	64,302	(min)

Фактический профиль трещины





Проводимость трещины



Фактический профиль ширины трещины

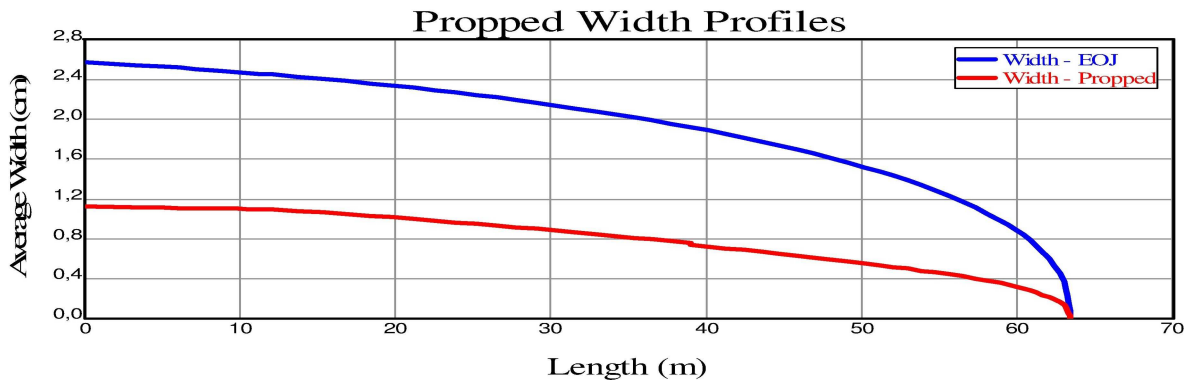


график закачки жидкости

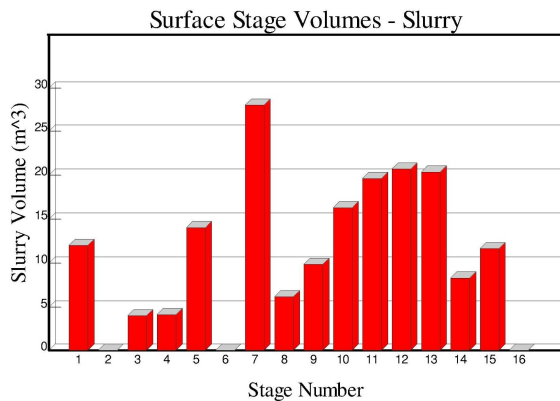


график закачки проппанта

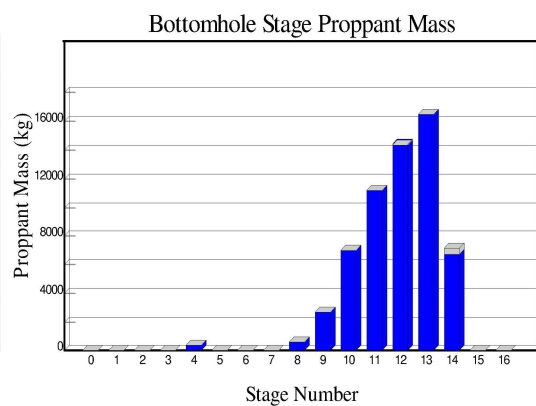
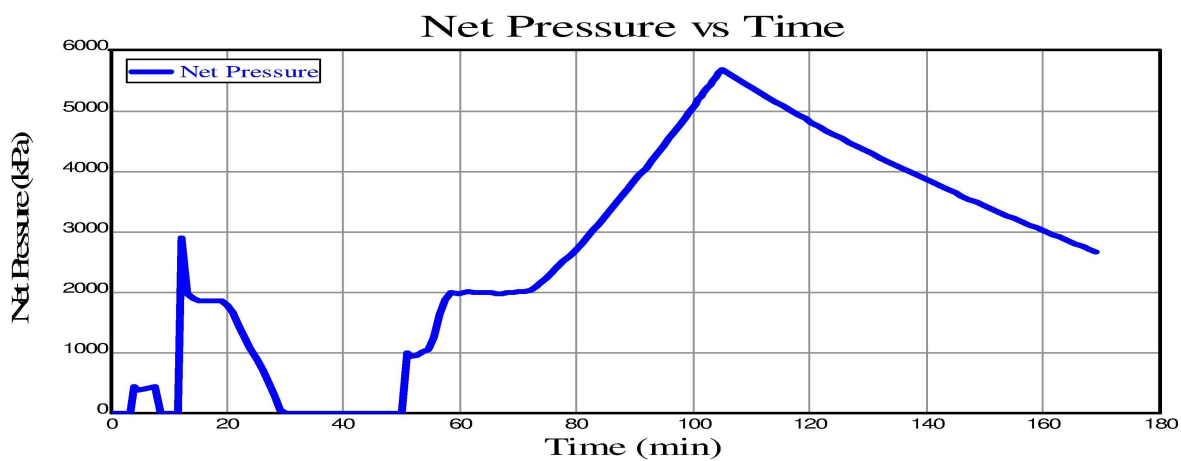
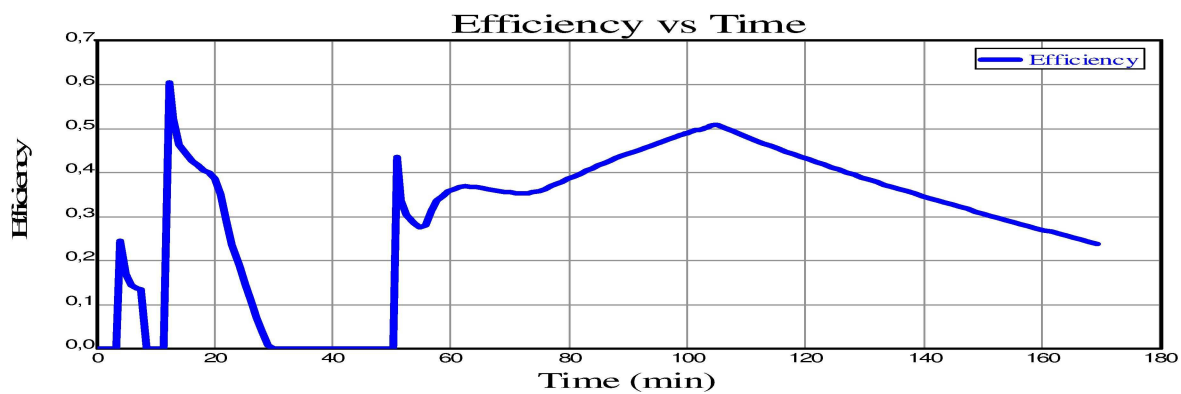
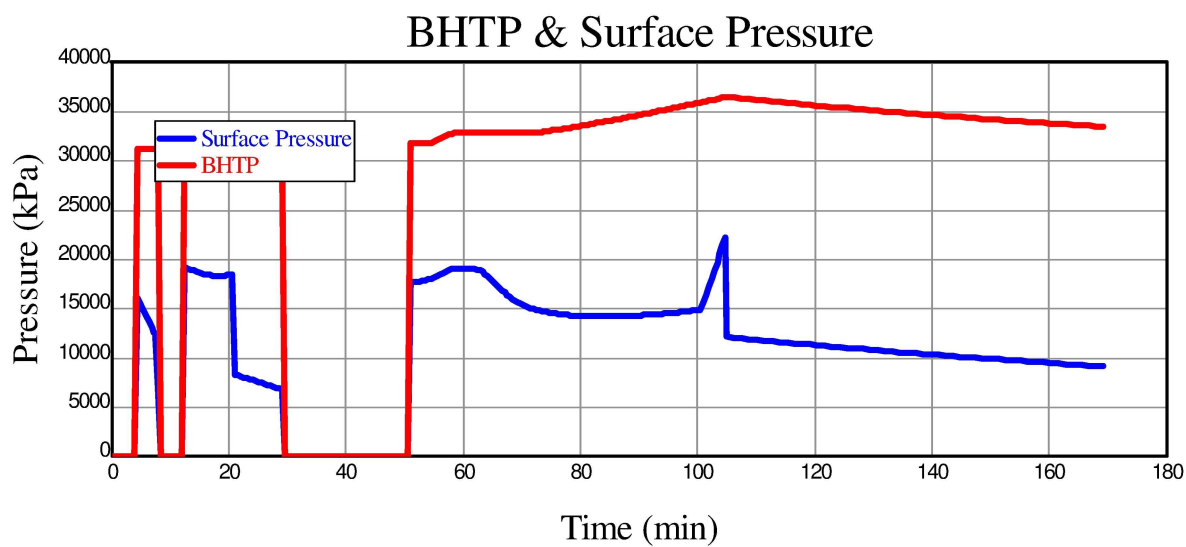


График давления



Объём буфера и процедура закачки уточнятся после анализа мини-ГРП.

Prod

Production Simulator for Hydraulic Fracturing

MProd is a trademark of Meyer & Associates, Inc.
 Copyright (c) 2006, Meyer & Associates, Inc.
 2207 Freeport Rd, Suite D, Natrona Heights, PA 15065 USA
 MProd version 5,10,1251

Formation data input to achieve production history match

Net Pay Zone Height	20	(m)
Reservoir Pressure	22000	(kPa)
Total Reservoir Compressibility	1,8558e-06	(1/kPa)
Equivalent Reservoir Permeability	5	(md)
Equivalent Reservoir Porosity	18	(%)
Equivalent Reservoir Viscosity	0,62826	(cp)
Gas Specific Gravity	0,65	
Bubble Point Pressure	12000	(kPa)
Oil API	40	
Reservoir Temperature	75	(°C)

Данные ствола скважины

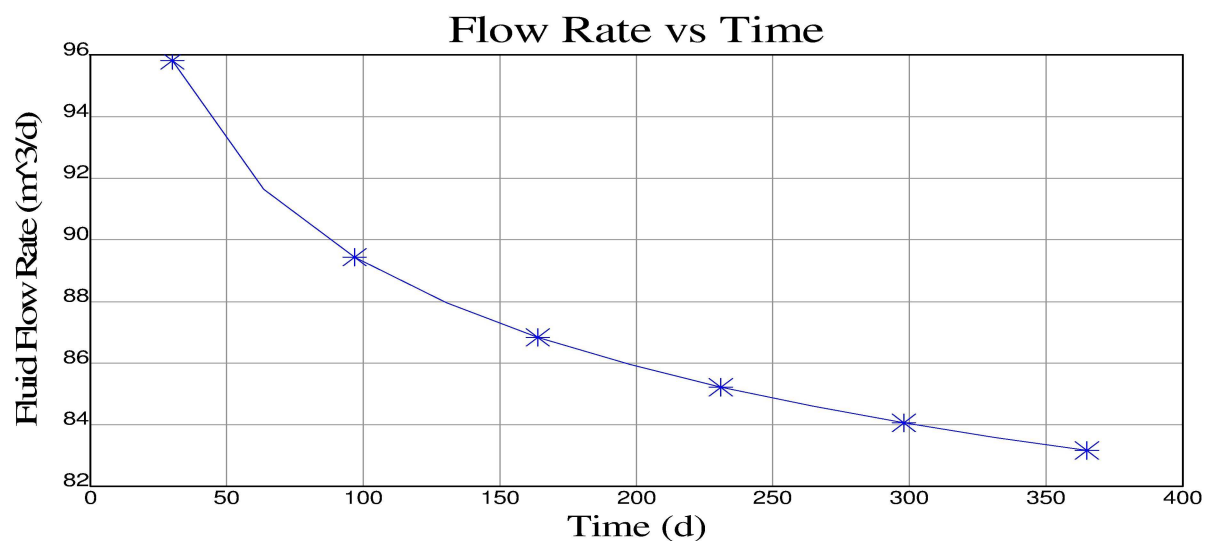
Радиус ствола скважины	10	(cm)
Объемный фактор пласта	1,3	(Rm ³ /sm ³)
Скин фактор ствола скважины	6	

Данные трещины во время закачки

Заполненная длина (m)	Эффективная проводимость (md · m)	Масса проппанта (kg)
72,568	1668,1	60 000

Time (d)	Flow Rate (m ³ /d)	Cum. Prod. (10 ³ m ³)	Average Pressure (kPa)	Flowing Pressure (kPa)
30,0	95,815	3,1881	22000	10000
63,5	91,633	6,3248	22000	10000
97,0	89,428	9,3566	22000	10000
130,5	87,946	12,327	22000	10000
164,0	86,838	15,255	22000	10000
197,5	85,957	18,149	22000	10000
231,0	85,228	21,016	22000	10000
264,5	84,608	23,861	22000	10000
298,0	84,069	26,686	22000	10000
331,5	83,593	29,494	22000	10000
365,0	83,168	32,287	22000	10000

Расчётная суточная добыча



Production Simulation Notes

1. Due to the lack of adequate well test data available to Newco, several key assumptions have been input to perform the simulator calculations including:

- a. Effective reservoir permeability – 5 md
- b. Near wellbore skin factor – 6
- c. Static Reservoir Pressure – 220 atm.

2. The predicted volumes are calculated at a Pwf (producing bottom hole pressure) of 10000 kPa, Should the well be produced at any pressure greater or less than these input producing pressures, then, the predicted values will not reflect actual well operation conditions and volumes.

Therefore, Newco supplies the production simulation prediction as a qualitative analysis only and does not intend or submit in any way as a quantitative volume prediction of post frac production.

Выводы и рекомендации

За семь месяцев 2015 года проведено 27 операций ГРП на старых скважинах, в т.ч. четыре повторных гидроразрыва. Дополнительно из этих скважин добыто 139,7 тыс. тонн нефти, среднесуточный дебит по жидкости составил – 49,5 тонн/сут., по нефти – 41,5 тонн/сут., обводнённость продукции – 16 %. Дополнительный прирост дебитов составил: по жидкости – 44,9 тонн/сут., по нефти – 40,2 тонн/сут. Но здесь необходимо заметить, что из 27 скважин, на которых был проведён ГРП, 14 скважин пришли из бездействующего фонда.

Для того чтобы оценить общий эффект от гидроразрыва пласта, из анализа были исключены скважины, на которых были проведены повторные операции ГРП, скважины, эксплуатирующие совместно несколько объектов и новые скважины, принятые из бурения и освоения переводом с других объектов. Таким образом, было проанализировано 16 скважин. Накопленная добыча нефти и жидкости до проведения гидроразрыва по этим скважинам в 3,1 раза ниже, чем после ГРП. Соответственно средний дебит нефти и жидкости после мероприятия оказался выше в 1,9 и в 3,7 раза. И если условно принять базовую добычу, от которой считался эффект, неизменной во времени, то дополнительная добыча нефти на дату анализа от проведения ГРП на этих скважинах составляет 142 тыс. тонн или 8,9 тыс. тонн на одну скважину. Сравнение основных показателей до и после проведения гидроразрыва приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Эффективность проведения ГРП

Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, тонн/сут.	Обводнённость, %
Параметры до ГРП				
66,4	87,4	16,6	21,8	23,9
Параметры после ГРП				
208,4	272,6	30,6	40,2	23,5

Распределение 16 скважин по дебитам нефти и обводнённости приведено в таблице 2, где в знаменателе показано количество скважин после гидроразрыва.

Таблица 2 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости до и после ГРП

Дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %							Итого
	< 10	10-30	30-50	50-70	70-90	90-95	> 95	
< 5	3 / –						1 / –	4 / –
5–10	1 / 1				1 / –	1 / –		3 / 1
10–20	3 / –	1 / –		– / 1				4 / 1
20–30	1 / 1	1 / 1	1 / 2					3 / 4
30–40	1 / 2							1 / 2
> 40	– / 4	1 / 4						1 / 8
Итого	9 / 8	3 / 5	1 / 2	– / 1	1 / –	1 / –	1 / –	16 / 16

Из таблицы можно видеть, что с дебитами нефти более 40 тонн/сут. стала работать почти половина всех скважин, тогда как до проведения гидроразрыва таких скважин практически не было.

Распределение скважин по накопленной добыче нефти с начала разработки до и после проведения гидроразрыва показано в таблице 3.

Таблица 3 – Накопленная добыча нефти до и после ГРП по переходящим скважинам

Интервал накопленной добычи нефти, тыс. тонн	Количество скважин до ГРП	Количество скважин после ГРП
< 1	8	
1–2	1	2
2–5	1	
5–10	4	3
10–20	1	7
20–30	1	2
30–40		1
40–50		1
Всего	16	16

Также был оценён общий эффект от гидроразрыва пласта от всех скважин за исключением тех, на которых ГРП был проведён дважды. Накопленная добыча после ГРП по 56 переходящим и новым скважинам составляет 760,3 тыс. тонн или 13,6 тыс. тонн на скважину.

Распределение всех скважин по дебитам и обводнённости, на которых был проведён ГРП, за исключением повторных приводится в таблице 4.

Таблица 4 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости после проведения ГРП

Дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %							Итого
	< 10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	> 95	
< 5					1	3	2	6
5–10	1				2			3
10–20	1	2	1	2	1			7
20–30	1	3	3					7
30–40	7	5						12
> 40	12	9						21
Итого	22	19	4	2	4	3	2	56

Кроме проведения гидроразрыва по пластам юрского горизонта за счёт различных ГТМ за 7 месяцев 2015 года дополнительно добыто 186,0 тыс. тонн нефти. В таблице 5 приводятся данные по эффективности геолого-технических мероприятий с разбивкой по видам работ.

Таблица 5 – Эффективность ГТМ в 2015 году

Показатели	ГРП
Количество скважин, шт.	27
Прирост дебита нефти, тонн/сут.	40,8
Прирост дебита жидкости, тонн/сут.	44,2
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	139,7

Как видно из таблицы 5, за счёт ввода новых проектных скважин и проведения гидроразрыва пласта добыто 99,2 % всей дополнительной добычи от проведения ГТМ, что ещё раз подтверждает эффективность данных мероприятий.

Анализируя в целом работу добывающих скважин, следует отметить, что около 15 % от участвующих в добыче на объекте добывающих скважин характеризуются высокой накопленной добычей нефти от 30 до 60 тыс. тонн, 42 скважины имеют накопленную добычу менее 10 тыс. тонн и чуть более трети – от 10 до 30 тыс. тонн. Распределение скважин добывающего фонда на 01.01.2016 г. по накопленной добыче нефти приведено на рисунке 4.

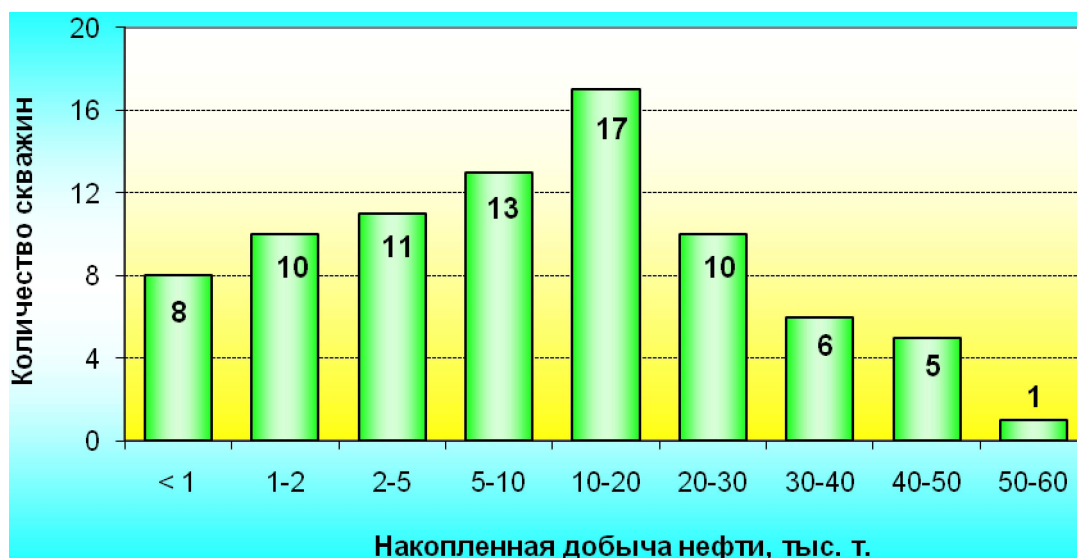


Рисунок 4 – Распределение скважин добывающего фонда на 01.01.2016 г. по накопленной добыче нефти

Заключение

Реализация программы по ГРП позволит добыть за период 2016–2019 гг. 15000 тыс. тонн нефти и довести текущий коэффициент извлечения нефти в целом по пласта ЮВ₁ до 0,281, по пласту АчБВ_{14–19} – 0,171. Для успешного достижения намеченных уровней добычи нефти с применением ГРП необходимо пробурить до 100 новых скважин.

Реализация программы повышения добычи нефти не может быть эффективно реализована без ввода в эксплуатацию новых и выведенных из бездействия дополнительных скважин для обеспечения поддержания пластового давления. Программа ввода нагнетательных скважин должна предусматривать проведение ГРП в скважинах с низкой приёмистостью для выравнивания профиля закачки скважин нагнетательного ряда.

По объекту ЮВ₁ планируется на прогнозный период ввод 48 новых скважин, в том числе 34 из эксплуатационного бурения, из которых 14 с горизонтальным стволом. Планируется также ввод 23 нагнетательных скважин. Плотность сетки скважин и система воздействия соответствуют проектным.

Основными методами, которые предлагается использовать на месторождении, являются:

- проведение ГРП в скважинах с низкими фильтрационными характеристиками пласта;
- проведение работ по ОПЗ пласта в скважинах, снизивших продуктивность;
- проведение капремонта в скважинах, числящихся в бездействующем фонде;
- проведение перфорации скважин мощными зарядами с глубиной перфорационных отверстий 60–80 см в зонах низкой проницаемости;
- использование гидрофобизаторов для увеличения приёмистости нагнетательных скважин;
- дострелы и перестрелы нефтенасыщенных интервалов пласта;
- зарезка боковых стволов из бездействующих (или аварийных) скважин также может оказаться целесообразной.

Предполагается, что проведение этих работ будет периодическим по мере необходимости, а величина скин-фактора будет близкой к нулевому значению. Кроме того, на месторождении на ряде объектов предполагается применить технологию разработки с использованием горизонтальных скважин.

Литература

1. Технично-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти по Верхне-Колик-Ёганскому месторождению. – М. : ВНИГНИ-2, 2012.
2. Подсчёт запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов Верхне-Колик-Ёганского месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского АО Тюменской области (по состоянию на 01.01.2009 г.). Дополнительные материалы по состоянию на 01.01.2015 г. – М. : ООО «Гео Дэйта Консалтинг», 2015.
3. Выполнение специальных лабораторных работ на образцах керна Верхне-Колик-Ёганского месторождения. – Тюмень : Геохим, 2014.
4. Технологическая схема разработки Верхне-Колик-Ёганского месторождения. – Москва – Радужный : ТОО «НЕФТЕГАЗПРОЕКТ», 2006.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : 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 : 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. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Оборудование для добычи нефти : методические указания по практическим занятиям по дисциплине «Оборудование для добычи нефти» для студентов-бакалавров всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.

11. Кошелев А.Т., Усов С.В., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин» для студентов-бакалавров и магистров всех форм обучения направления подготовки 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.

12. 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 : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

13. 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.

14. 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 ВПО «КубГТУ»).

15. Антониади Д.Г., Арутюнов Т.В., Савенок О.В. База данных «Гидравлический разрыв пласта» / Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620811. Заявка № 201562082. Дата поступления 27 марта 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 мая 2015 г.

16. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатоотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // Аналитический научно-технический журнал «ГеоИнжиниринг». – Краснодар : Издво ЗАО НИПИ «ИнжГео», 2006. – № 2. – С. 88–91.

17. 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.

18. 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.

19. 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 : vsu.esrae.ru/2-9 (дата обращения: 21.11.2017).

20. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPjK_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view

References:

1. The feasibility study on coefficients of oil recovery on the field Verkhne-Kolik-Yoganskomu. – M. : VNIGNI-2, 2012.
2. Calculation of reserves of oil, gas, condensate and the accompanying components of the field Verkhne-Kolik-Yoganskogo of the Nizhnevartovsk region of Khanty-Mansi Autonomous Okrug of the Tyumen region (as of 1/1/2009). Additional materials as of 1/1/2015 – M. : LLC Geo Deyta Consulting, 2015.
3. Performance of special laboratory works on field Verkhne-Kolik-Yoganskogo core samples. – Tyumen : Geokhim, 2014.
4. Technological scheme of development of the field Verkhne-Kolik-Yoganskogo. – Moscow – Iridescent : TOO «NEFTEGAZPROEKT», 2006.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education South, 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 : Education South, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
10. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches for oil production : methodical instructions on a practical training on discipline «The equipment for oil production» for students bachelors of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.
11. Koshelev A.T., Usov S.V., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Reconstruction and restoration of wells : the manual on discipline «Reconstruction and restoration of wells» for students bachelors and masters of all forms of education of the direction of preparation 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – 284 p.
12. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
14. 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 higher education «Kuban state technological university» (FGBOU VPO «KubSTU»).
15. Antoniadi D.G., Arutyunov T.V., Savenok O.V. The Hydraulic fracturing / Certificate database about 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.
16. Savenok O.V., Kusov G.V. Increase in efficiency of a gazokondensatootdacha by means of hydraulic fracturing of layer on the New and Urengoy gas-condensate field // the Analytical scientific and technical magazine «Geoinzhiniring». – Krasnodar : CJSC NIPI Inzhgeo publishing house, 2006. – No. 2. – P. 88–91.
17. 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 nauch-but-practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – X. : Znaniye scientific information center, 2017. – Part 2. – P. 25–40.

18. Yakovlev A.L., Kusov G.V., Machado Martinyyu Limbin Batishta, Ocheredko T.B. The analysis of efficiency of application of GRP on the Elnikovsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 1. – P. 128–151.

19. 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 : vsn.esrae.ru/2-9 (date of the address: 11/21/2017).

20. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view