

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.146-160>

УДК 622.276.66

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ГРП)

Долгих С.А., Шарофидинов А.Н.

Казанский (Приволжский) федеральный университет

HYDRAULIC FRACTURING APPLICATION

S.A. Dolgih, A.N. Sharofidinov

Kazan (Volga Region) Federal University

E-mail: dolgih_s_a@mail.ru

Аннотация: В работе рассматривается применение гидравлического разрыва пласта с целью повышения нефтеотдачи пластов на основе новой методики оценки эффективности ГРП.

Технологией ГРП называют процесс подачи песка (пропанта) под высоким давлением в скважину и разрыва горной породы. При этом в пласте коллекторе образуются трещины. ГРП применяют чтобы увеличить продуктивность и приемистость добывающих и нагнетательных скважин. При ГРП должны быть решены следующие задачи:

1. Создание трещины
2. Удержание трещины в раскрытом состоянии
3. Удаление жидкости разрыва
4. Повышение продуктивности пласта

Для определения местоположения самих трещин применяется метод радиактивного каротажа (РК). Данная технология позволяет определять пласте местоположение разрывов в горной породе.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, трещины, пропант, жидкость, эффективность.

Abstract: The paper discusses the use of hydraulic c fracturing. Objective: Enhanced oil recovery based on a new method of evaluating the effectiveness of hydraulic fracturing.

Hydraulic fracturing is a downhole well to break a rock and form cracks due to high pressure. Hydraulic fracturing is used to increase the productivity and in jectivity of

production and injection wells. The following problems should be solved during hydraulic fracturing:

1. Cracking
2. Keeping the crack open
3. Removal of fracturing fluid
4. Increasing reservoir productivity

To determine the location of the most cracks applied method of radioactive logging. This technology allows you to find out exactly where the gaps.

Keywords: *hydraulic fracturing, cracks, proppant, fluid, efficiency*

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) –это метод интенсификации добычи нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высоко проводимого канала (трещины) в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины.

После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает. Метод позволяет вновь вернуть в эксплуатацию простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для добычи сланцевой нефти или газа из пластов с крайне низкой проницаемостью.

ГРП применяется при вторичном вскрытии пласта при бурении скважин так и при освоении скважин для увеличения продуктивности нефтяных и газовых месторождений путем интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне дренирования скважины и при определенных условиях. Он позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабо дренируемые зоны и пропластки и, следовательно, достичь более высокой конечной нефтеотдачи, для повышения поглотительной способности нагнетательных скважин, при изоляции пластовых вод и т.д.

Промысловая практика показывает, что дебиты скважин после гидравлического разрыва увеличиваются иногда от пяти до десяти раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины, по-видимому, соединяются с существовавшими ранее, и приток к скважине происходит еще из ранее изолированных высокопродуктивных зон.

Механизм образования трещин при разрыве пласта фильтрующей в пласт жидкостью следующий. Под давлением, создаваемым в скважине насосными агрегатами, жидкость разрыва фильтруется, в первую очередь, в зоны с наибольшей проницаемостью. При этом между пропластками по вертикали создается разность давлений, так как в более проницаемых пропластках давление больше, чем в малопроницаемых или практически непроницаемых. В результате на кровлю и подошву проницаемого пласта начинают действовать некоторые силы, при этом вышележащие породы подвергаются деформации и на границах пропластков образуются горизонтальные трещины.

После создания трещин, не снижая давления и расхода (чтобы предотвратить смыкание трещин), в пласт закачивают смесь жидкости разрыва с гидропроводным наполнителем. В качестве жидкости разрыва используют воду, раствор сульфитспиртовой барды (ССБ), воду с ПАВ, воду, загущенную полимерами или другими химическими веществами, нефть, загущенную специальными химическими реагентами. Исходя из механизма образования трещин, можно заключить, что давление разрыва должно зависеть от большого числа факторов: величины и характера распределения горного давления, прочности и упругих свойств пород, проницаемости коллекторов и физических свойств жидкости разрыва, геологического строения залежи, технологии проведения гидравлического разрыва и т. д.

Образование горизонтальных трещин при давлении, меньшем горного, академик С.А. Христианович объясняет пластическими деформациями глин и глинистых пород, встреченных в разрезе в процессе

бурения скважин. Предполагается, что глины «вытекают» в скважину после вскрытия их под действием веса вышележащих пород. Это приводит к возникновению «разгружающих сводов» в зоне пластов, охваченных пластической деформацией, и вследствие этого горное давление вблизи скважины оказывается ниже, чем в удаленных от скважины участках пласта.

В связи с появлением новых технологий сейчас практически нет ограничений по проницаемости на применение ГРП, тогда как в соответствии с традиционными представлениями гидравлически разрыв применялся только на низкопроницаемых пластах. В табл. 1 показана различная проницаемость пород-коллекторов, где возможно применение ГРП.

Таблица 1

Проницаемость в нефтяных и газовых пластах

Проницаемость	Газ	Нефть
Низкая	$k < 0,5 \text{ мД}$	$k < 5 \text{ мД}$
Средняя	$0,5 < k < 5 \text{ мД}$	$5 < k < 50 \text{ мД}$
Высокая	$k > 5 \text{ мД}$	$k > 50 \text{ мД}$

В средне и высокопроницаемых пластах эффективны короткие и широкие высоко проводящие трещины, в низко проницаемых пластах эффективны трещины большой длины и меньшей проводимости.

Увеличение производительности скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещины, а также размерами трещины, причем коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины, существует предельное значение длины, превышение которого практически не приводит к росту дебита жидкости. Поэтому, учитывая увеличение зон влияния скважин в результате создания трещин гидравлического разрыва, при проектировании разработки с применением ГРП можно планировать более редкую сетку скважин.

Основные ограничения на применение ГРП относятся к проведению операций в водонефтяных и газонефтяных зонах, которые могут вызвать ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощенных пластах с низкими остаточными запасами и в нефтенасыщенных линзах очень малого объема, т.к. это не обеспечивает окупаемость ГРП.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Гидравлический разрыв пласта проводится с целью увеличения нефтеотдачи залежи путем повышения сообщаемости со стволом скважины и роста системы трещин для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта.

Перед обработкой призабойной зоны скважины необходимо произвести расчет процесса ГРП. Основными расчетными показателями процесса ГРП являются давление разрыва, расход рабочих жидкостей, размеры НКТ, характеристика скважины, глубина установки пакера, количество агрегатов. Один из вариантов технологии ГРП, жидкость которого была произведена на полисахаридном геле, физико-технические характеристики представлены ниже в табл. 2.

Требования к жидкости разрыва:

- способность увлечь за собой наполнитель;
- низкая стоимость;
- пожаробезопасность;
- не токсичность;
- приближенность по свойствам к пластовой жидкости.

В качестве жидкости разрыва может применяться комплекс гелирующий “ХИМЕКО-В”, предназначенный для получения геля на

водной основе для гидравлического разрыва пласта. В качестве жидкости для получения геля применяется пресная вода. Гель, основным компонентом которого является сшитый водорастворимый полисахарид, обладает высокой вязкостью и термостабильностью, низкими фильтрационными утечками и потерями давления на трение в трубах, высокой песко удерживающей способностью. В табл. 2 приведены основные параметры полисахаридных гелей.

Таблица 2

Физико-химические параметры образцов полисахаридных гелей.

Образец	Температура, °C	Плотность, кг/м ³	Вязкость, сП, при скорости сдвига 170 с ⁻¹	Коэффициент консистенции, k, Па·с ⁿ	Показатель неньютоновского поведения жидкости, n	Потери давления на трение в трубах, МПа/100м (при темпе закачки 2 м ³ /мин и Dнкт=62мм)	Коэффициент мгновенных утечек, с' _w , 10 ⁻⁵ м	Пескоудерживающая способность, см/мин
1	20	1000	337	19,7	0,09	0,47	-	0,003
	80	-	335	17,8	0,14	-	30	-
2	20	1180	342	18,5	0,12	0,56	-	0,005
	80	-	334	16,9	0,18	-	50	-
3	20	1012	326	17,6	0,15	0,70	-	0,009
	80	-	297	15,8	0,20	-	50	-

Как видно из представленных данных, полученные гели обладают необходимыми свойствами для использования их в качестве жидкостей для ГРП.

Оценка экономической эффективности вскрытия пласта методом гидроразрыва.

Экономическая оценка эффективности производства гидроразрыва пластов выполнена исходя из следующих предположений:

- в качестве рабочей жидкости для проведения ГРП применяется пресная вода;

- прирост среднесуточного дебита скважин по нефти в год проведения ГРП может ожидаться в интервале 4 т/сут;
- длительность эффекта от проведения ГРП составляет в среднем около трех лет;
- снижение эффекта от проведения ГРП во второй год составляет 40 % от первоначального прироста среднесуточного дебита скважин по нефти;
- коэффициент успешности проведения ГРП составляет 85 %;
- удельный вес нефти 0,86 кг/м³ [1].

Для прогнозирования расхода жидкости после гидравлического разрыва пласта в основном используются эмпирические зависимости эффективной толщины пласта. Обводненность устанавливается в соответствии с результатами геолого-промыслового анализа участка, планируемого к обработке. Для некоторых скважин иногда необходимо корректировать показатели на основе фактического опыта гидравлического разрыва в соседних скважинах. Основными проблемами снижения эффективности ГРП являются обводнение скважин и относительно быстрое уменьшение эффекта со временем (от 3 до 6 месяцев). Для восстановления высоких показателей отбора используется технология повторного гидравлического разрыва пласта. При использовании технологии повторного гидравлического разрыва увеличивается объем жидкости-разрыва. Когда разрабатывается нефтяное месторождение, скорость потока и приемистость в скважинах со временем уменьшаются. Иногда, после завершения ГРП, дебит скважины уменьшается. Одной из причин уменьшения притока после гидравлического разрыва пласта являются соли, образующиеся при эксплуатации скважины. При уменьшении скорости потока в скважине на тех же интервалах резервуара-коллектора проводится повторный гидравлический разрыв пласта. Использование повторных гидроразрывов не всегда приводит к положительному эффекту из-за интенсивного

помутнения образующихся солевых переломов. Существует несколько способов повысить эффективность повторных гидроразрывов за счет снижения скорости процесса солеотложений при гидроразрыве. Эту задачу можно решить следующим образом: при повторном гидроразрыве жидкость для гидравлического разрыва впрыскивается с добавлением ингибитора образования отложений сшивающего агента, который используется в качестве смеси соляной кислоты 10-27 % метилефосфорной кислоты и воды в пропорциях 20:60: 20 (по объему) соответственно. Смесь вводится в концентрации 1-2 литра на 1 м³ жидкости гидроразрыва. Это позволяет замедлить процесс солеобразования и крекинга, что приводит к увеличению продолжительности эффекта от обработки. Можно привести пример повторного гидравлического разрыва на одном из месторождений России (пример 1). Нефтяной резервуар-коллектор обработан в диапазоне 1663,5 - 1672,5 м. Жидкость из резервуара забирается через добывающие скважины и рабочий агент: остаточная вода и пресная вода прокачиваются через нагнетательные скважины. Как интенсифицировать работу нефтяной скважины?

Когда скважина была введена в эксплуатацию, начальный дебит составлял 7 м³/сутки, а обводненность составляла 60 %. Литология объекта: формация песчаника D1 (абсолютная проницаемость 340 мД), пористость 18,6 %, содержание глины 1,0 %.

Конструкция скважины: эксплуатационная колонна спущена диаметром 146 мм, герметична.

Первичный ГРП.

Расход жидкости на проведение гидроразрыва составляет 7 м³ в сутки; поток нефти составляет 2,4 тонны в сутки; Гидравлический разрыв пласта осуществляли с впрыском 11000 кг пропанта, жидкость для гидравлического разрыва составляла 77 м³, а конечная концентрация

составляла 700 кг на один м³. По результатам обработки результатов регистрации устьевых давлений ГРП были получены следующие данные: фиксированная длина трещин - 84,8 м; высота создаваемой трещины - 11,08 м, фиксированной - 7,3 м. Ширина трещины после сброса пластового давления составляет 1,9 мм, максимальная ширина трещины на интервалах бурения 6,8 мм; проводимость трещины 568,5 мД/м. По результатам ГРП, среднесуточный прирост нефти составил 9 тонн в сутки.

Во время эксплуатации после первого гидроразрыва произошло резкое снижение расхода в течение 1 года. Добыча нефти снизилась с 9 тонн в сутки (после первого ГРП) до 0,5 тонн в сутки.

Повторный гидроразрыв повторялся по технологии и режимам как по первому гидроразрыву. После повторного гидравлического разрыва пласта скважина восстановилась, но через 10 месяцев она снизилась с 9 тонн в день до 0,6 тонн в день.

Пример 2. Выполняется, как пример 1.

Выполняют первичный ГРП. После снижения скорости притока нефти до 0,5 тонн в сутки, был проведен повторный ГРП. При откачке жидкости гидравлического разрыва на стадии добавления сшивающего агента в жидкость гидравлического разрыва объемом 70 м³, 1 л смеси, содержащей, объем 27 % соляной кислоты 15 %, фосфорной метиленовой кислоты 60 % и 25 % воды добавлялся пропорционально на 1 м³.

Пример 3 выполнен как пример 2. Проводят первичный ГРП. После снижения дебита до 0,5 тонн в сутки, был произведён повторный ГРП. Когда выполнялся повторный ГРП во время перекачки жидкости гидроразрыва на стадии добавления сшивающего агента, к его объему 70 м³ добавили 1,5 литра смеси, содержащей 10 % (25 % соляной кислоты и 60 % фосфорного метилена) и воды 15 %.

Пример 4 выполнен как пример 2. Производят первичный ГРП. После снижения дебита до 0,5 тонн в сутки проводился повторный ГРП.

При вторичном ГРП во время перекачки жидкости гидроразрыва на

стадии добавления сшивающей жидкости, объемом 70 м^3 , 1 литр смеси содержит 10 % (25 % -ной соляной кислоты, кислоты метил фосфорной 55 %) и воды 20 % на 1 м^3 .

Пример 5. Выполняют, как пример 2. Выполняют первичный ГРП. После снижения расхода до 0,5 тонн в сутки, выполняется повторный ГРП. При гидроразрыве пласта во время перекачки жидкости для гидравлического разрыва на стадии добавления сшивающего агента, объёмом 80 м^3 , получают 2-литровую смесь, содержащую 25 % соляной кислоты, 65 % метил фосфорной кислоты и 15 % воды на 1 м^3 . В примерах 2-5 дебит нефти после повторных гидроразрывов составил 9 тонн в сутки и оставался на этом уровне в течение 3 лет. В предложенных вариантах задача повышения эффективности повторного гидроразрыва пласта решена. В результате эта сложная проблема решается путем проведения повторного ГРП и закачки жидкости гидроразрыва в соответствии с технологией и режимами в соответствии с первым гидроразрывом, в этом случае 1-2 л добавляют в стадия добавления сшивающего агента, при этом 1 м^3 жидкости гидроразрыва содержит смесь, содержащую в объеме 10-27 % соляной кислоты 15-25 %, метил фосфорной кислоты 55-65 % и воды 15-25 % [2].

После завершения операции гидравлического разрыва скважина должна быть закрыта на время, необходимое для спада давления (ОСД) и разрушения жидкости гидроразрыва. Время ОСД должно составлять от 6 до 8 часов. После окончания ОСД, срыгается и поднимается пакер на колонне НКТ. При наличии признаков ГНВП производится дополнительная работа и она согласовывается с главным геологом НГДУ. Для добывающих скважин:

- а) проводят спуск НКТ диаметром 73 мм: они опускаются со свабоограничителем (патрубок НКТ диаметром 60 мм с воронкой). При максимальном расходе осадок промывается технологической жидкостью, обработанной раствором ML-81B. В случае разлива из

скважины дополнительная работа согласовывается с главным геологом НГДУ. Если на дне скважины существует песчаный мостик, в пусковое устройство включается «зубчатка» для ослабления песка или расклинивающего наполнителя.

- б) После промывки дна скважины от остатков пропанта (песка) устьевое оборудование устанавливается для безопасной работы по снижению уровня жидкости в скважине с помощью тампона. Производят освоение скважин. Разрешено освоение скважин с азотным компрессором через гибкую трубу (ГНКТ).
- в) После того, как скважина достигла стабильного состояния и получены продукты со стабильными реологическими свойствами, проводятся геофизические исследования (ГИС) с регистрацией КВД, КВУ.

При необходимости определения профиля притока по решению геологической службы заказчика возможно выполнения исследований Т, STD, ДГД, ГК, ЛМ.

- г) По результатам освоения и ГИС нефтегазодобывающее управление принимает решение о проектировании восстановленного насосного оборудования. В то же время геологическая служба подрядчика по рассмотрению скважины обеспечивает геологическую службу НГДУ расчетным расходом для отбора нефтяной скважины.
- д) По согласованию главного геолога НГДУ, допускается освоение скважины насосом непосредственно после ГРП без проведения работ по пунктам б) и в).

Подбор скважин для ГРП является наиболее важным этапом, который определяет конечный результат всей работы. При больших объемах ГРП целесообразно проводить автоматический выбор скважин с использованием автоматизированных программных продуктов. При подборе скважин в «ручном» режиме удобнее опираться на конкретные требования, разработанные на основе многолетнего гидроразрыва на

месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В табл. 3 приведены критерии подбора скважин для проведения ГРП.

Таблица 3

Рекомендуемые критерии подбора скважин для проведения ГРП.

Параметр	Значение/Характеристика
Общие для всех категории скважин	
Параметр	Значение/Характеристика
Техническое состояние эксплуатационной колонны	Герметична. Допускается не герметичность эксплуатационной колонны при отсутствии приемистости нарушения
Состояние и сцепление цементного камня на 20 м выше и ниже пласта	Сплошное или частичное
Нефтенасыщенная толщина пласта, м, не менее	0,8
Толщина перекрывающих и подстилающих экранов от водоносных или обводненных пластов, м, не менее	4
Отсутствие за колонных перетоков	50 метров выше и ниже пласта. Допускается проведение ГРП при наличии за колонных перетоков между перфорированным нефтепродуктивными пластами
Одновременный ГРП двух пластов	При расстоянии между ними не более 20 м
Дополнительно для добывающих скважин	
Обводненность продукции, % не более	90
Пластовое давление	Не менее 0,5 от начального
Наличие текущих запасов нефти	На уровне рентабельности
Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины	200
Дополнительно для проведения кислотного ГРП	
Хорошая растворимость породы в соляной кислоте	Более 60-70% от общей массы породы
Карбонатный пласт относительно неоднородный	Переслаивание известняка и доломита
Твердость пород пласта по Бринелю составляет	Не менее 140 Мпа
Относительно высокая проницаемость продуктивного пласта	Более 0,3 мкм ²
Расстояние ВНК до нижних перфорационных отверстий по вертикали, м, не менее	9

Выводы.

В настоящее время в России большая часть работ по ГРП (примерно 90 %) проводится с применением водного полисахаридного геля. Естественно, что такой гель обладает рядом преимуществ перед применением углеводородной жидкости. Это связано не только с пожаробезопасностью, т.к. вместо товарной нефти или дизельного топлива используется вода, но и с качеством получаемого геля - его большей вязкостью и более высокой структурой, которые обеспечивают большую песконесущую способность и возможность получать эти свойства на потоке при закачке геля в скважину.

Развитие направления с получением более протяженных трещин, связанное с вовлечением в разработку низкопроницаемых коллекторов, а также нового направления - гидравлического разрыва в высокопроницаемых пластах, требует применения при закачках высоких концентраций проппанта, что возможно только с использованием таких высоковязких жидкостей, как сшитый полисахаридный гель.

Разработка новых составов высокоструктурированных полисахаридных водных гелей для ГРП, не ухудшающих коллекторские свойства пласта, получение которых возможно с использованием как пресной технической, так и минерализованной воды, отличающихся упрощенной технологией приготовления, является актуальной научной и практической задачей совершенствования технологии гидравлического разрыва пласта.

Сегодня, в основном, используются способы гидроразрыва пласта с применением гелеобразующих рабочих жидкостей на водной и углеводородной основах, обладающих по сравнению с другими системами, например, эмульсиями, более высокой вязкостью, более низкими потерями давления на трение, а также регулируемой деструкцией, вплоть до полного разложения геля. При этом возможно проведение процесса

гидравлического разрыва пласта с использованием высоких темпов закачки, для получения расчетных размеров трещин.

Развитие направления с получением более протяженных трещин, связанное с вовлечением в разработку низкопроницаемых коллекторов, а также нового направления - гидравлического разрыва в высокопроницаемых пластах, требует применения при закачках высоких концентраций проппанта, что возможно только с использованием таких высоковязких жидкостей, как сшитый полисахаридный гель.

Поэтому разработка новых составов высокоструктурированных полисахаридных водных гелей для ГРП, не ухудшающих коллекторские свойства пласта, получение которых возможно с использованием как пресной технической, так и минерализованной воды, отличающихся упрощенной технологией приготовления, является актуальной научной и практической задачей совершенствования технологии гидравлического разрыва пласта.

Список литературы

1. Гиматулинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М., Недра, 1974 г.
2. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М., Недра, 1986 г.
3. Гиматулинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М., Недра, 1983 г.

References

1. Gimatudinov Sh.K. *Spravochnaya kniga po dobyche nefi* [Oil production hand book]. Moscow, Nedra Publ., 1974. (in Russian)
2. Usachev P.M. *Gidravlicheskiy razryv plasta* [Hydraulic fracturing]. Moscow, Nedra Publ., 1986. (in Russian)
3. Gimatudinov Sh.K. *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatacii neftyanyh mestorozhdenij* [Reservoir engineering and production reference manual]. Moscow, Nedra Publ., 1983. (in Russian)

Сведения об авторах

Долгих Сергей Александрович, кандидат технических наук, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г.Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: dolgih_s_a@mail.ru

Шарофидинов Асадбек Нематжонович, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г.Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: asad-0315@mail.ru

Authors

S.A. Dolgih, candidate of science, docent, Kazan Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: dolgih_s_a@mail.ru

A.N. Sharofidinov, Kazan Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: asad-0315@mail.ru

Долгих Сергей Александрович
420008, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Казань, ул. Кремлевская, 18
тел. +7 917 286 24 13
E-mail: dolgih_s_a@mail.ru