

Область техники, к которой относится изобретение

Это изобретение относится к способам обработки нефтегазоносных формаций, т.е. к повышению добычи нефти/газа из формации. Более конкретно, изобретение относится к размещению текучих сред, например, для интенсификации обработки, как, например, обработки материнской породы и операции по разрыву пласта.

Уровень техники и прототип

Углеводороды (нефть, природный газ и т.п.) добываются из подземной геологической формации (т.е. «коллектора») путем бурения скважины, которая проходит через нефтегазоносную формацию. Это обеспечивает частичный путь проникновения потока для того, чтобы нефть достигла поверхности. Для того чтобы нефть была «добыта», т.е. переместилась из пласта в ствол скважины и, в конечном счете, на поверхность, необходим достаточный беспрепятственный канал проникновения потока из пласта в ствол скважины. Если пласт (формация) является по природе «малопроницаемым», т.е. имеет слабо соединенные между собой поры, или поврежден посредством накопления минеральных или химических отложений (пленок, осадков, остаточных полимеров и т.п.), что является результатом предыдущих обработок или старения коллектора, путь проникновения потока изменяется, и добыча становится меньше, чем ожидалось.

Технологии интенсификации добычи направлены на увеличение чистой проницаемости коллектора. Это обычно достигается посредством использования давления текучей среды для разрыва пласта и/или инъекции химических веществ через ствол скважины и внутрь пласта для их вступления в реакцию и растворения отложения или пласта, что тем самым создает альтернативные каналы проникновения потока. Это изобретение, в первую очередь, ориентировано на последнее и, таким образом, относится к способам повышения производительности скважины путем растворения минералов пласта (например, карбоната кальция) или отложений посредством технологий, известных как «кислотная обработка материнской породы» и «кислотный разрыв».

Надлежащее размещение текучей среды играет критическую роль в успешном стимулировании скважины. Обрабатываемые текучие среды должны инъектироваться в зоны коллектора с более низкой проницаемостью или большим повреждением для их стимулирования. Это верно как для кислотной обработки материнской породы, так и для разрыва пласта. Однако инъектируемые текучие среды предпочтительно мигрируют в зоны с более высокой проницаемостью (канал с самым низким сопротивлением) скорее, чем в зоны с более низкой проницаемостью, тем не менее, они этим создают наибольшее преимущество от обработки.

В ответ на эту проблему многочисленные в корне отличные технологии развивались для достижения более контролируемого размещения текучей среды, т.е. для отведения кислоты от высокопроницаемых по природе зон и уже обработанных зон, и по направлению к исследуемым участкам. Эти технологии могут быть приблизительно разделены на либо механические, либо химические технологии.

Механические технологии включают уплотняющие шарики (шарики, которые падают в ствол скважины и закупоривают перфорации в обсадной трубе, таким образом закупоривая перфорацию от входа текучей среды); ствольные пакеры и пробки-мосты, включая сдвоенные пакеры (механические устройства, которые закупоривают часть ствола скважины и посредством этого предотвращают вход текучей среды в перфорации вокруг этой части ствола скважины); змеевиковый трубопровод (гибкий трубопровод, развернутый посредством механизированной катушки, через который кислота может быть подана к более точным местам внутри ствола скважины); и повышение напора или попытку достичь отвода посредством нагнетания кислоты насосом под самым высоким возможным давлением, как раз под тем давлением, которое должно в действительности произвести разрыв пласта (описано Paccaloni в SPE 24781).

Химические технологии отвода могут быть далее разделены на те, которые химически модифицируют ствол скважины, примыкающий к частям пласта, для которых требуется отвод кислоты, и те, которые модифицируют саму содержащую кислоту текучую среду. Первый тип включает материалы, которые образуют имеющий пониженную проницаемость затвердевший шлам на поверхности ствола скважины, таким образом понижая проницаемость для кислоты и отводя ее к участкам с более высокой проницаемостью. Второй тип включает вспенивающие вещества, эмульгирующие вещества и гелеобразующие вещества, которые изменяют проницаемость системы, состоящей из породы и текучей среды.

Основными текучими средами, используемыми в кислотных обработках, являются минеральные кислоты, такие как хлористо-водородная кислота, которая была описана, как текучая среда по выбору, в патенте, выданном около 100 лет тому назад (патент США № 556669 Increasing the Flow of Oil Wells, выданном на имя Frasc, H). В настоящее время хлористо-водородная кислота все еще является предпочтительной для кислотной обработки карбонатных пластов. Для пластов из песчаника предпочтительной текучей средой является смесь кислот: хлористо-водородная/фтористо-водородная. Основным недостатком минеральных кислот является то, что они реагируют слишком быстро и, следовательно, проникают в пласт недостаточно (как неизрасходованная кислота). Во-вторых, они являются высококоррозионными по отношению к трубчатым компонентам ствола скважины. Органические кислоты (муравьиная и уксусная кислота в традиционных обработках) являются частичным ответом на ограничения минеральных кислот. Они являются менее коррозионными и дают возможность большей радиальной проницаемости

неизрасходованной кислоты, но они также имеют ряд недостатков, главным образом, стоимость и низкую реакционную способность.

Системы эмульгированных кислот и вспенивающие системы, которые имеются в продаже, являются другими решениями проблемы отвода, но они характеризуются сложностью в работе, которая жестко ограничивает их использование, например расходы двух различных текучих сред и давления на дне скважины должны подвергаться тщательному мониторингу в процессе обработки.

Гелеобразующие вещества, в особенности те, которые основаны не на химическом методе сшивания, но, скорее, на вязкоупругих поверхностно-активных веществах, также используются на чередующихся стадиях кислотной обработки, где гелеобразующее вещество предпочтительно уменьшает проницаемость выбранных зон и поэтому благоприятствует более поздней обработке других зон. Одна система этого типа раскрыта в патенте США № 4695389 (см. также патент США № 4324669 и патент Великобритании № 2012830). Другие гелеобразующие системы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ, также принадлежащих Schlumberger, известны как OilSEEKER™ и раскрыты в F.F. Chang at. al., Case Study of a Novel Acid-Diversion Technique in Carbonate Reservoirs, SPE 56529, стр.217 (1999).

Системы самоотвода, которые дают возможность одностадийной обработки, также были предложены, например, в патенте США № 6399546, с отводным устройством, содержащимся внутри текучей среды, содержащей кислоту.

Эти многочисленные технологии осуществляются посредством совершенно различных способов, таких как модификация поверхности раздела ствола скважины или модификация самой текучей среды, содержащей кислоту. Они обычно очень чувствительны к любому признаку коллектора, который будет выводить эти отводящие вещества из запланированной зоны, например природной трещины, и они могут действительно повредить пласт и создать разрушения материнской породы скорее, чем растворить ее, если они используются ненадлежащим образом. Модель обработки материнской породы вследствие этого является очень спорной.

Следовательно, эффективность обработки и, более конкретно, эффективность отвода очень трудно оценить. В процессе операций по гидравлическому разрыву пласта анализ давлений обработки поверхности может быть использован в ряде случаев для производства этого анализа; однако, этот способ не действует при кислотной обработке, поскольку гидравлические удары на поверхности не могут быть скоррелированы с изменениями профиля потока в забое скважины (см. C.W. Crowe, Evaluation of Oil Soluble Resin Mixtures as Diverting Agents for Matrix Acidizing, SPE 3505, 1971 and J.W. Burman, B.E. Hall, Foam as Diverting Technique for Matrix Sandstone Stimulation, SPE 15575, 1986).

В результате способы определения действительного размещения текучей среды, в основном, были ограничены анализом после обработки. В некоторых из способов использовались радиоактивные индикаторы, сравнение диаграмм расходомера перед обработкой и после нее и диаграмм температуры перед обработкой и после нее.

Один основной недостаток использования анализа после обработки для определения входа текучей среды заключается в том, что ничего не может быть сделано для изменения положения вещей, если обработка уже произведена. Если вход текучей среды может быть подвергнут мониторингу в процессе обработки, возможно произвести изменения в обработке, которые изменят профиль текучей среды вдоль ствола скважины. Поэтому мониторинг в реальном времени входа текучей среды в коллектор будет очень полезной информацией, которую необходимо иметь в процессе обработки.

Сущность изобретения

Это изобретение предусматривает новый технический способ, который дает возможность мониторинга в реальном времени размещения текучей среды, эффективности отвода и параметров гидравлического разрыва пласта в процессе обработки скважины, такой как, например, вмешательство/стимулирование производительности скважины или обработки путем контроля воды.

В способе используются распределенные датчики температуры, так что температура в зависимости от положения волокна может быть определена, и температурный профиль вдоль всего волокна становится доступным в любое время в процессе обработки, что дает возможность мониторинга в реальном режиме времени обработки, и регулирование является необходимым.

В соответствии с одним аспектом настоящего изобретения распределенные датчики температуры представляют собой оптическое волокно, через который вырабатываемые лазером световые импульсы посылаются через промежутки времени. Отраженный свет анализируется, и информация, такая как температура и давление в зависимости от положения на оптическом волокне, может быть определена.

В соответствии с другим аспектом настоящего изобретения используется ряд датчиков температуры на основе оптического волокна с дифракционной решеткой Брэгга. В этом последнем случае используется источник непрерывного света и измерение основано на волновом запросе.

Волокно предпочтительно размещается в скважине с использованием змеевикового трубопровода, но может быть также размещен посредством других инструментов для установки в определенном положении, таких как трубопровод, инструмент, спускаемый в скважину на тросе. Волокно может быть просто инжесктировано неизолированным или покрыто композитным или металлическим покрытием.

Развертывание предпочтительно выполняется во время монтажа для обслуживания и удаляется после завершения обслуживания.

Сравнение температурных профилей в зоне обработки для различной продолжительности в процессе обработки, например после того, как при этапе кислотной обработки кислота выходит из конца змеевикового трубопровода, может быть использовано для определения, где текучая среда входит в пласт. Поскольку температура большинства обрабатываемых текучих сред будет ниже, чем температура дна скважины, будет виден эффект охлаждения от входа текучей среды. В ряде случаев также возможно увидеть нагревание коллектора в связи с экзотермической реакцией кислоты с породой. Мониторинг давления также обеспечивает информацию, которая помогает при оценке процесса обработки.

В соответствии с предпочтительным вариантом реализации изобретения осуществляется также мониторинг давления в интервале обработки в процессе гидравлического разрыва пласта. Могут также быть использованы распределенные датчики давления. Это дает возможность, например, осуществить диагноз в реальном времени неизбежного выпадения песка или геометрии возникающей трещины. Это также позволяет локальному инженеру осуществлять мониторинг постепенного развития трещины и производить регулирование для обеспечения сброса выпадения песка в зонах высокой проницаемости.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 показана основная линия градиента температуры в скважине, как функция действительной вертикальной глубины;

на фиг. 2 - градиент температуры после инъекции на первой стадии обработки;

на фиг. 3 - градиент температуры после инъекции на второй стадии обработки;

на фиг. 4 - кривая перепада температуры.

Подробное описание изобретения

Анализ диаграмм перепада температуры использовался в нефтяной и газовой промышленности с конца 1960-х годов, что связано с SPE 1750 - Tracing Fluid Movements with a New Temperature Technique, E. Johns, 1967 and SPE 1977 - Some Applications of Differential Temperature Logging, L. R. Jameson. Однако этот способ используется редко, возможно, потому, что для него требуется составление геологического разреза по скважине как перед обработкой, так и после нее. В настоящее время более типичным способом определения энергии текучей среды является использование радиоактивных (РА) индикаторов.

Метод с распределенным восприятием температуры (РВТ) получил свое развитие с начала 1980-х годов. Он основан на оптической рефлектометрии в промежутки времени (ОРПВ), которая широко используется при испытании кабелей для телекоммуникации. Применение в нефтяной и газовой промышленности в настоящее время имеет место в качестве стационарных установок (см. SPE 71676 - The Use of Fiber-Optic Distributed Temperature Sensing and Remote Hydraulically Operated Interval Control Valves for the Management of Water Production in the Douglas Field, M. Tolan, M. Boyle, G. Williams, 2001 and SPE 76747 - Permanent Fiber Optic Monitoring at Northstar: Pressure/Temperature System and Data Overview, T.K. Kragas, B.F. Turnbull, M.J. Francis, 2002). Согласно методу ОРПВ посылают световые импульсы короткой продолжительности по кабелю оптического волокна и измеряют время поступления импульса и величину отраженного рассеянного света для определения местоположения и типа неисправностей в кабеле. Обратный рассеянный свет вырабатывается посредством изменения плотности и состава, а также вибраций молекул и объема.

В основном, импульсы света при фиксированной длине волны передаются от источника света на оборудовании на поверхности вниз по линии оптического волокна. В каждой точке измерения на линии свет рассеивается обратно и возвращается к оборудованию на поверхности. Знание скорости света и момента поступления отраженного сигнала обеспечивает возможность определить точку его возникновения вдоль линии волокна. Температура стимулирует уровни энергии молекул кремнезема в волоконной линии. Обратный рассеянный свет содержит смещенные вверх и смещенные вниз диапазоны волн (как, например, компоненты Стокса Рамана и Анти-Стокса Рамана обратного рассеянного спектра), которые могут быть проанализированы для определения исходной температуры. Таким образом, температура каждой из соответствующих точек в волоконной линии может быть рассчитана оборудованием, что обеспечивает полный температурный профиль вдоль длины волоконной линии. Эта общая система распределенной температуры с оптическим волокном и технология известны из предшествующего уровня техники. Кроме того, известно из уровня техники, что волоконная линия может также иметь линию возврата на поверхность, так что вся линия имеет U-образную форму. Одним из преимуществ линии возврата является то, что она может обеспечить улучшенную характеристику и повышенное пространственное разрешение для системы датчиков температуры.

СРТ используется для определения притока воды или газа для того, чтобы осуществить мониторинг термических проектов МУН, и для того, чтобы осуществить мониторинг клапанов газлифта. Она используется со змеевиковым трубопроводом таким же образом, как стационарные установки.

Это изобретение фокусируется на использовании измерений посредством оптического волокна в процессе обработки ствола скважины путем вмешательства. Оптическая волоконная линия развертывается в момент обслуживания и удаляется после завершения процесса обслуживания. Измерения распределенной температуры будут использоваться для мониторинга там, где обрабатываемые текучие среды

входят в пласт. Размещение текучей среды изменяется, о чем обычно делается вывод только по изменениям давления в процессе обработки. Возможность мониторинга размещения текучей среды в процессе обработки обеспечит стимулирующую информацию инженерам, которая позволит им осуществить регулирование для получения усовершенствованных профилей инжекции. Это особенно верно для работ по кислотной обработке материнской породы, где целью может быть инжекция обрабатывающей текучей среды в зоны, которые сначала плохо принимают текучую среду.

Пример процедуры для использования в кислотных обработках будет действовать следующим образом.

Оптическое волокно размещается в скважине, причем его конец находится около коллектора или чуть ниже него.

Волокно имеет возможность уравниваться до тех пор, пока основная линия температурного профиля будет определена для скважины в интервале обработки.

Поскольку температура является достижимой на всех глубинах в любое время, профиль перепада может быть рассчитан посредством вычитания температуры из каждой глубине в желаемое время из температуры на глубине, соответствующей времени основной линии. Позитивные изменения будут означать нагревание (возможно, благодаря химическим реакциям), и негативные изменения будут означать охлаждение (в связи с инжекцией охлаждающих текучих сред).

Производят нагнетание при испытании пласта на приемистость с нереакционной текучей средой, такой как соляной раствор. Профиль перепада должен быть рассчитан и оценен перед процессом нагнетания при обработке в случае, если необходимо определить начальную стадию отвода. Соляной раствор будет охлаждать пласт при контактировании с ним. Изменение температуры будет означать, что зоны открыты для потока. Сочетание измерений с моделированием температуры инжекции будет дополнять анализ и показывать объем текучих сред, которые вошли в каждую зону, таким образом обеспечивая приемистость каждой зоны.

Производят нагнетание на стадии завершения обработки и отвода. Стадия обработки может быть с одной текучей средой или множеством текучих сред в зависимости от типа обработки, в которой осуществляется нагнетание, и коллектора, который обрабатывается. Карбонаты обычно обрабатываются одной текучей средой, такой как HCl. Песчаники обычно имеют стадию обработки с тремя текучими средами, предварительной струей жидкости, основной текучей средой и последующей струей жидкости перед тем, как осуществляют нагнетание отвода.

Производят временную остановку до тех пор, пока не стабилизируется температура и достаточный перепад температуры будет виден. Время предполагаемой остановки скважины будет изменяться в зависимости от свойств коллектора и нагнетаемых текучих сред, но должно иметь порядок минут. Время предполагаемой остановки скважины не должно быть больше часа.

Продолжают нагнетание при обработке, останавливая скважину для анализа входа текучей среды после каждой стадии отвода (как минимум).

В процессе остановки скважины отклонение температуры как от основной линии, так и от температурного профиля, измеренного перед остановкой скважины, подвергается непрерывному мониторингу. Производные по времени этих двух кривых также рассчитываются. Разности в показателях времени охлаждения и скоростях охлаждения вдоль ствола скважины указывают, в какой слой коллектора вошла обрабатывающая текучая среда или стадия отвода. Выполнение моделирования температуры инжекции и сопоставление результатов моделирования с измерениями будет дополнять анализ и показывать объем текучих сред, которые вошли в каждую зону.

Перепад между температурными профилями должен быть рассчитан после каждой стадии отвода и в конце первой стадии, следующей за отводом, для определения, работает ли устройство для отвода. После отвода текучая среда должна направляться в другую зону. Если этого не происходит, может потребоваться дополнительное устройство для отвода и мониторинг в реальном времени обеспечит возможность регулирования в реальном времени количества отвода. Там, где используется змеевиковый трубопровод, температурный профиль может также показать, что его положение не оптимизировано, и обработка может быть отрегулирована путем изменения положения точки инжекции змеевикового трубопровода.

Анализ может быть расширен посредством использования модели температуры объединенных ствола скважины/коллектора. Объединение измеренной температуры с моделированной температурой инжекции может обеспечить способ указания приемистости отдельной зоны. Осуществление моделирования температуры инжекции и сопоставление результатов моделирования с измерениями может быть использовано для определения объема текучих сред, которые вошли в каждую зону.

Определение действительного положения инжекции также является ценной информацией. Обработка данных скважинного расходомера может быть использована для оценки того, где прошла текучая среда, но будет слишком поздно для изменения указанного профиля инжекции. Знание в реальном времени того, где проходит отвод, может инициировать решение о перемене положения змеевикового трубопровода для осуществления инжекции на расстоянии от этой зоны и внутри следующей зоны, для которой требуется обработка. Знание того, где в действительности происходит обработка, поможет опера-

тору в соответствующем управлении заканчиванием скважины по стандарту и посредством гравийной набивки.

Соответствующее управление обозначает обеспечение того, чтобы обработка происходила в зонах, которые имеют наибольший производственный потенциал для оптимизации выпуска из коллектора. Например, в проектах вторичного и третичного извлечения целью является доведение до максимума инжекции и очистка неочищенных зон. При обработке посредством гравийной набивки целесообразным является удостовериться, что обработки являются одинаковыми, поэтому вы не произведете «излишнюю обработку» любой конкретной части набивки, которая может привести к разрушению гравийной набивки.

Основная разница между современным способом и предыдущими способами заключается в том, что технология распределенного восприятия температуры делает температурный профиль в промежутке доступным в любое время. Поэтому расчет перепада температурного профиля может быть произведен без проходов для составления геологического разреза или передвижения инструмента СТ. Также будет возможно программировать программное обеспечение окончательного сбора данных для выработки профиля перепада в любое время в процессе обработки по команде. Это делает оценку в реальном времени входа текучей среды не только возможной, но и легко осуществляемой.

Модификация этого основного процесса должна быть разработана, если используется отвод пены или нагнетаются нитрифицированные текучие среды. Доступность давления на глубине даст возможность гораздо лучшей оценки отвода пены, потому что качество пены в нисходящей скважине может быть более точно оценено. Также возможно производить мониторинг уменьшения пены.

В реальном времени давление в забое скважины (ДЗС) посредством использования оптического волокна будет также очень полезным в обработках посредством гидравлического разрыва пласта. ДЗС существенно для определения точного давления в закрытой скважине, и точное ответное давление в процессе обработки посредством гидравлического разрыва пласта дает возможность местному инженеру произвести диагноз любого неизбежного выпадения песка и осуществить его смывание для того, чтобы избежать затратной по времени и потенциально дорогой очистки в случае выпадения песка. ДЗС также обеспечивает инженеров данными, требуемыми для проектирования и мониторинга обработки путем сброса выпадения песка в пласт высокой проницаемости и для использования программного обеспечения гидравлического разрыва пласта для создания соответствующего давления после работы и оптимизации будущего проекта обработки.

Гидравлический разрыв пласта с применением змеевикового трубопровода является особенно эффективным по стоимости способом стимулирования множества зон за один подъем и спуск трубы. Поскольку сдвоенные пакеры используются для гидравлического разрыва пласта с применением змеевикового трубопровода, здесь нет способа для получения действительного ДЗС просто путем измерения затрубного давления. ДЗС, рассчитанное из давления на поверхности, является очень неточным в связи с высоким трением между змеевиковым трубопроводом и узлом забоя скважины (УЗС) для гидравлического разрыва пласта с применением змеевикового трубопровода. Оптическое волокно, установленное внутри УЗС и в месте гидравлического разрыва пласта, может обеспечить непосредственное измерение ДЗС.

Измерение температурного профиля может также быть использовано для определения высоты трещины после операции по гидравлическому разрыву пласта. Пласт, примыкающий к трещине, будет показывать больше охлаждения, чем порода выше и ниже него, поэтому температурный профиль вдоль глубины и его изменение по времени обеспечивает указание роста трещины и окончательной высоты. Измерение высоты трещины показывает инженеру, надлежащим ли образом размещена трещина в запланированных зонах и может ли трещина распространяться в водяную или газовую зоны, что необходимо избежать. На основе информации конфигурация трещины может быть отрегулирована для того, чтобы достичь оптимальной производительности скважины.

Примерные данные, показанные на фигурах, являются синтетическими и представляют идеализированные результаты. На фиг. 1 изображена основная линия градиента температуры, измеренного после достижения градиента стабилизированной температуры посредством оптического волокна, размещенного в коллекторе перед началом обработки. Температура (здесь выраженная в градусах Фаренгейта) линейно зависит от ДВГ (действительная вертикальная глубина), здесь выраженной в футах. Штриховые линии между примерно 7500 футов и 8000 футов показывают положение перфораций.

На фиг. 2 показан градиент стабилизированной температуры для той же скважины после первой стадии обработки. В этом случае обработка индуцирует уменьшение температуры в зоне перфорации (сравните с кривой основной линии, повторенной для указанных целей).

После второй стадии обработки стабилизированный градиент дополнительно разворачивается (см. фиг. 3). Кривая перепада, рассчитанная в конце работы, фиг. 4, ясно показывает в этом примере, что обработка вошла в обе зоны, посредством этого доказывая эффективность отвода.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ для обработки буровой скважины, содержащий следующие этапы: размещение распределенных датчиков температуры по волокну вдоль интервала внутри скважины, при этом указанные рас-

пределенные датчики температуры обеспечивают, по существу, непрерывный мониторинг температуры вдоль указанного интервала, получают основную линию профиля температур в указанном интервале, осуществляют, по существу, непрерывный мониторинг температуры вдоль интервала, вычисляют дифференциальный профиль температур в указанном интервале относительно основной линии профиля температур, инжектируют текучую среду в скважину и в одну или более зон, окружающих указанный интервал, осуществляют остановку скважины до тех пор, пока температура в скважине, по существу, стабилизируется, осуществляют мониторинг температуры при остановке скважины вдоль указанного интервала, определяют отклонения температуры при остановке скважины относительно основной линии профиля температур в указанном интервале и определяют одну или более зон пласта, в которых протекала инжектируемая текучая среда.

2. Способ по п.1, дополнительно содержащий этап определения отклонения температуры при остановке скважины относительно дифференциального профиля температур, измеренного до остановки скважины.

3. Способ по п.1, дополнительно содержащий этап определения объема текучей среды, инжектируемой в одну или более зон.

4. Способ по п.1, в котором волокно имеет нижний конец, включающий датчик температуры для, по существу, непрерывного мониторинга температуры в забое.

5. Способ по п.1, в котором волокно имеет нижний конец, включающий датчик температуры для, по существу, непрерывного мониторинга температуры в забое и датчик давления для измерения и для осуществления, по существу, непрерывного мониторинга давления в забое скважины.

6. Способ по п.1, в котором волокно имеет нижний конец, включающий датчик давления для осуществления, по существу, непрерывного мониторинга давления в забое.

7. Способ по п.1, дополнительно содержащий этап инжектирования последующей текучей среды в соответствии с этапом определения зоны инжектирования предшествующей инжектированной текучей среды.

8. Способ по п.1, дополнительно содержащий следующие этапы: инжектирование отвода в скважину в соответствии с этапом определения зоны инжектирования предшествующей инжектированной текучей среды и инжектирование последующей текучей среды в соответствии с этапом определения зоны инжектирования предшествующей инжектированной текучей среды.

9. Способ по п.1, в котором текучая среда является добавкой для обработки материнской породы.

10. Способ по п.1, в котором текучая среда является добавкой для кислотной обработки материнской породы.

11. Способ по п.1, в котором текучая среда является добавкой, вызывающей разрыв пласта.

12. Способ по п.1, в котором текучая среда является кислотной добавкой, вызывающей разрыв пласта.

13. Способ по п.1, в котором текучая среда является гравийной засыпкой.

14. Способ для обработки буровой скважины, содержащий следующие этапы: размещение распределенных датчиков температуры по волокну вдоль интервала внутри скважины, окруженной одной или более зонами пласта, при этом указанные распределенные датчики температуры обеспечивают, по существу, непрерывный мониторинг температуры вдоль указанного интервала, получают основную линию профиля температур в указанном интервале, осуществляют, по существу, непрерывный мониторинг температуры вдоль интервала, вычисляют дифференциальный профиль температур в указанном интервале относительно основной линии профиля температур, инжектируют текучую среду, химически неактивную с одной или более зонами пласта в скважине в одну или более зон пласта, вычисляют приемистость одной или более зон пласта на основании профиля температур вдоль интервала в ходе инжектирования химически неактивной текучей среды, инжектируют текучую среду, химически активную с одной или более зонами пласта в скважине, в одну или более зон пласта окружающих указанный интервал в соответствии с вычисленной приемистостью, осуществляют остановку скважины до тех пор, пока температура в скважине, по существу, стабилизируется, осуществляют мониторинг температуры при остановке скважины вдоль указанного интервала, определяют отклонения температуры при остановке скважины относительно основной линии профиля температур в указанном интервале и определяют одну или более зон пласта, в которых протекала инжектируемая текучая среда.

15. Способ по п.14, дополнительно содержащий этап определения отклонения температуры при остановке скважины относительно дифференциального профиля температур, измеренного до остановки скважины.

16. Способ по п.14, дополнительно содержащий этап инжектирования отвода в скважину в соответствии с этапом определения приемистости одной или более зон пласта относительно инжектирования химически неактивной текучей среды.

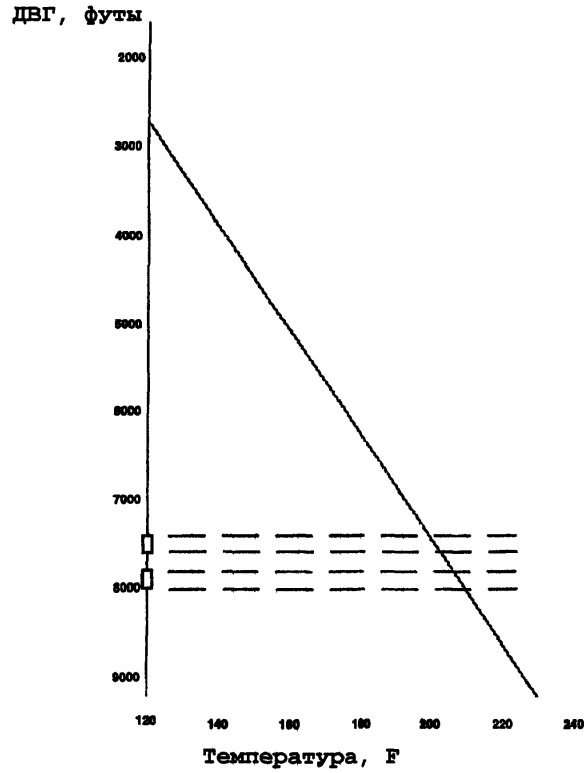
17. Способ по п.14, дополнительно содержащий этап определения объема текучей среды, инжектируемой в одну или более зон.

18. Способ по п.14, дополнительно содержащий этап инжектирования последующей текучей среды в соответствии с этапом определения зоны инжектирования предшествующей инжектированной текучей среды.

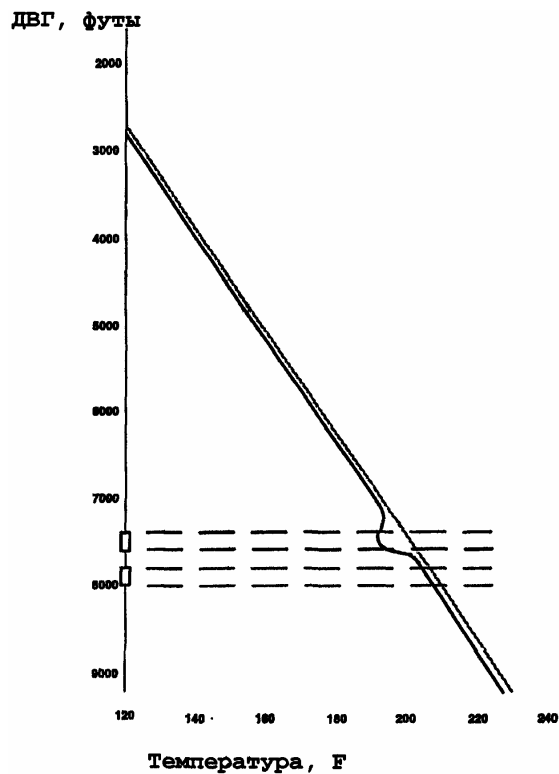
19. Способ по п.14, дополнительно содержащий следующие этапы: инжектирование отвода в скважину в соответствии с этапом определения зоны инжектирования предшествующей инжектированной

текучей среды и инжектирование последующей текучей среды в соответствии с этапом определения зоны инжектирования предшествующей инжектированной текучей среды.

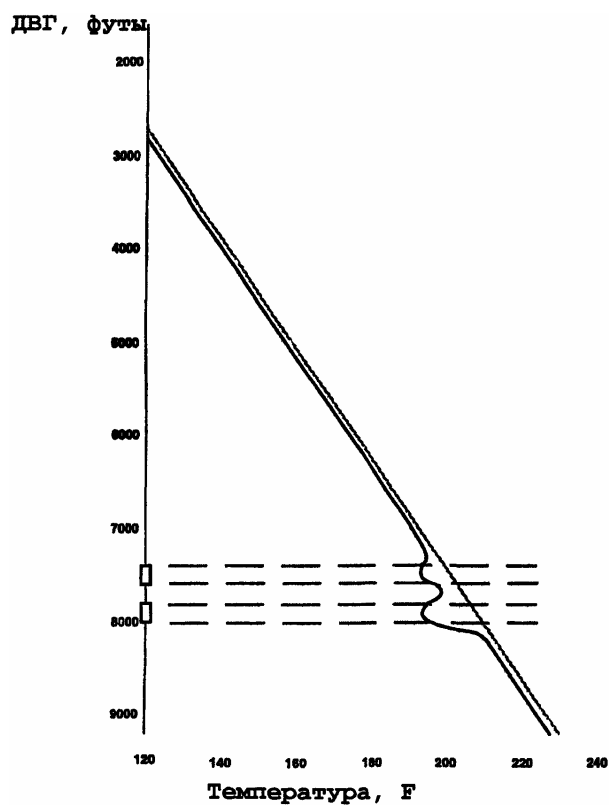
20. Способ по п.14, дополнительно содержащий следующие этапы: инжектирование отвода в скважину в соответствии с этапом определения одной или более зон пласта инжектирования предшествующей инжектированной химически активной текучей среды и инжектирование последующей текучей среды в соответствии с этапом определения зоны инжектирования предшествующей инжектированной химически активной текучей среды.



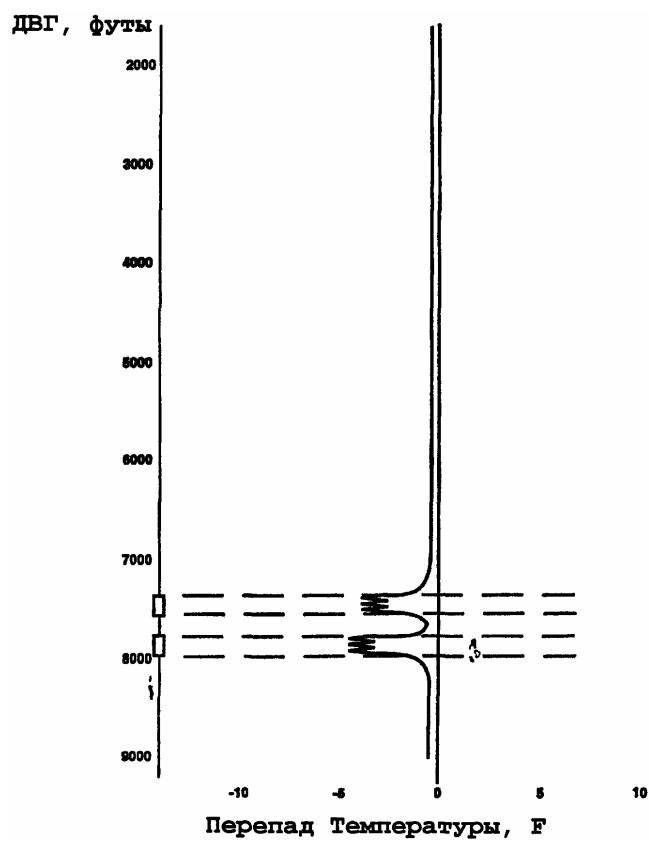
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4