

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 038439

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.08.30

(21) Номер заявки
201700280

(22) Дата подачи заявки
2016.02.02

(51) Int. Cl. E21B 47/06 (2012.01)
E21B 47/04 (2012.01)

(54) СПОСОБ И УСТАНОВКА ДЛЯ ОТКАЧКИ ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИНЫ

(31) 10 2015 001 218.5; 10 2015 105 267.9

(32) 2015.02.03; 2015.04.08

(33) DE

(43) 2017.11.30

(86) PCT/EP2016/052182

(87) WO 2016/124596 2016.08.11

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
РАГЗОЛ ГМБХ (АТ)

(72) Изобретатель:
Бургшталлер Кристиан (АТ)

(74) Представитель:
Пилишкина Л.С. (RU)

(56) EP-B1-2169179
US-A1-2011228637
US-A-3965983

(57) Оптимизированы способ и установка для откачки жидкости из скважины. В скважинах глубокого бурения определяют положение уровня жидкости (13) в скважине (10). Измеряют давление в головке скважины (10). Давление жидкости ниже уровня жидкости (13) в скважине (10) определяют, исходя из измеренного давления в головке скважины (10) и уровня жидкости (13). Определение этого давления используют для регулирования производительности откачного устройства (30) при откачке жидкости.

038439 B1

038439 B1

038439

B1

Изобретение касается установки для осуществления откачки жидкости из скважины. Кроме того, оно касается способа откачки жидкости из скважины, при котором определяют положение уровня жидкости в глубокой скважине.

Буровые скважины служат, в частности, для обнаружения и добычи сырой нефти или природного газа из подземных месторождений. Последние простираются в горизонтальном и вертикальном направлениях часто на большие площади, таким образом, для каждого отдельного месторождения используют множество скважин, чтобы добыть из месторождений сырую нефть или природный газ.

Желаемый агент, такой как сырая нефть или природный газ, может находиться, в частности, в самой глуболежащей области буровой скважины. Данный агент выкачивается посредством насосов или других откачных устройств. На место изъятая таким образом агента со всех сторон и снизу натекают последующие массы сырой нефти или природного газа. Верхняя поверхность жидкости обозначается как уровень жидкости (граница раздела фаз).

Для осуществления процесса откачки из скважины представляют интерес ряд пограничных условий, в частности, точная глубина уровня жидкости в скважине. Он находится на глубине нескольких сотен, а чаще нескольких тысяч метров и определяется с большими трудностями, так как поверх жидкости находится не идеальный газ, а довольно сложная и к тому же изменяющаяся по составу смесь. Из патентов EP 2169179 B1 и US 8902704 A известны способ и устройство для определения положения уровня жидкости в скважине. Эти устройства и реализуемый с их помощью способ с большим успехом применяются во многих местах. При снижении границы раздела фаз ниже определенного уровня скважина осушилась бы, что, естественно, не желательно. С другой стороны, желательно быть в состоянии откачать возможно большое количество сырой нефти из буровой скважины. Вследствие того, что теперь уровень жидкости может быть определен, здесь возможно существенное улучшение.

Точное знание глубины уровня жидкости в скважине ценно также еще и потому, что места добычи сырой нефти или природного газа часто находятся в климатически или по другим причинам неблагоприятных регионах. Как правило, вблизи от места добычи, т.е. от скважины, не имеется обслуживающих ее операторов, а часто желательно, чтобы скважины работали в автоматическом режиме в течение как можно более длительного периода времени. Поэтому проверка положения дел на скважине происходит только через большие промежутки времени. То же самое относится к новому оборудованию или системе контроля на скважине.

Каждое посещение скважины связано поэтому с относительно высокими издержками и расходами по приезду и доставке грузов и поэтому желательно, чтобы процесс шел автоматически по возможности дольше.

Поэтому задача изобретения состоит в том, чтобы предложить установку и способ, которые предоставят еще одну возможность дальнейшего улучшения или автоматизации добычи нефти или природного газа из скважины.

В случае способа в соответствии с преамбулой основного пункта формулы эта задача решается изобретением, в котором измерение давления осуществляют в головке (верхней части) скважины, по измеренному давлению в головке скважины и по определенной глубине уровня жидкости определяют давление в жидкости ниже границы раздела фаз в скважине, и определение этого давления используют для регулирования производительности откачного устройства для добываемой жидкости.

В случае установки в соответствии с преамбулой основного пункта формулы эта задача решается изобретением, в котором на поверхности земли размещено устройство для измерения давления в головке скважины, предусмотрено устройство для определения глубины уровня жидкости, предусмотрено вычислительное устройство, в которое подаются данные от устройства измерения давления и от устройства для определения глубины уровня жидкости, а вычислительное устройство после обработки поступивших данных направляет вычисленные результаты в блок управления откачным устройством.

В изобретении использована концепция, которая по практическим причинам еще не была до сих пор использована в отношении осуществления откачки из скважины. Следующим интересным аспектом является давление, которое создается в жидкости в скважине. Однако величина этого давления до сих пор не могла быть определена на практике.

Хотя возможность определения давления в головке скважины над поверхностью земли существовала и прежде, тем не менее, это давление ни в коем случае не равно давлению жидкости в нижней части скважины.

Однако размещение подходящих датчиков для измерения давления в скважине глубиной несколько сотен или тысяч метров в любом случае связано с очень значительными издержками. Кроме этого, осуществление такого измерения давления путем установки датчика делало бы необходимым демонтаж насоса и мешало бы добыче, которая должна была бы из-за этого прерываться. А это опять изменило бы показатели, которые необходимо определить, так как изменились внешние сопутствующие условия. Кроме этого, это была бы технология, не поддающаяся автоматизации и, таким образом, являющаяся затратной.

К тому же установка датчиков, например, при бурении скважины очень затруднительна, так как это препятствует бурению. Кроме этого, даже проверка функциональности, а уж тем более ремонт таких

датчиков давления были бы очень проблематичны.

Тем не менее, согласно настоящему изобретению вопреки этим значительным и действительно оправданным предубеждениям, существующим в отношении определения давления жидкости в скважине, предлагается использование как раз такого определения давления, чтобы сделать возможной дальнейшую автоматизацию при осуществлении откачки нефти или природного газа из скважины. Однако согласно настоящему изобретению данное определение давления происходит совсем иначе, чем это кажется возможным в вышеупомянутых непрактичных теоретических размышлениях специалиста.

Как раз существующая теперь новая возможность определения точного положения уровня жидкости в скважине, благодаря дополнительным соображениям, также дает шанс определять величину давления жидкости ниже уровня жидкости в скважине. Процесс определения может происходить в режиме реального времени, а определение давления может использоваться также для того, чтобы не только передавать данные, но и сразу же использовать их для управления насосом.

При этом еще одним большим преимуществом является то, что, говоря о вычислительных блоках, используемых для определения положения уровня жидкости, следует отметить, что получение дополнительных сведений о давлении внутри жидкости не ведет к слишком большому дополнительным издержкам, эти блоки могут использоваться в практичном и надежном виде как дополнительный узел.

Так как все дополнительные элементы и приборы могут устанавливаться на поверхности земли и не требуют датчиков давления в самой скважине, то и возможный ремонт или обслуживание являются также очень простыми и могут проводиться одновременно с обслуживанием элементов устройства для определения глубины уровня жидкости. Таким образом, даже возможная замена элементов является сравнительно малозатратной.

Таким образом, получается оптимизированная система для проведения автоматического задания параметров добывающего оборудования, в частности, насосов в буровых скважинах, используемых для откачки нефти. Оптимизированная система базируется на новом способе определения давления внутри скважины, основанном на определении глубины уровня жидкости и измерении давления в головке скважины над поверхностью земли.

Соответствующая установка для такой оптимизированной системы содержит устройство для определения положения уровня жидкости и дополнительно устройство для непрерывного измерения давления в головке скважины. Предпочтительно следует применять систему управления переменной скоростью работы насоса. При этом предпочтительно использовать электрические центробежные погружные насосы или штанговые глубинные насосы.

При определении давления в скважине нужно принимать во внимание две различные ситуации. Речь идет, во-первых, о стабильном состоянии, а во-вторых, о переходном состоянии. Во время процесса эксплуатации стабильное состояние, или состояние равновесия, или постоянный режим возникают в процессе эксплуатации в насосных установках тогда, когда поддерживается постоянный уровень жидкости в скважине, в то время как жидкость и/или газ выкачиваются в почти постоянных объемах.

Напротив, если насос отключается, то начинается фаза роста давления и наступают переходные состояния. При этих переходных состояниях уровень жидкости больше не является постоянным, а поднимается. Подъем, в частности, в глубоких скважинах происходит в кольцевом пространстве, которое окружает собственно подъемную трубу. Так как давление в скважине в точке притока поднимается, поскольку противодействие или обратное давление в кольцевом пространстве с подъемом колонны жидкости также поднимается, приток жидкости в скважину все более сокращается, пока не будет достигнуто статическое равновесие и уровень жидкости не стабилизируется.

Согласно настоящему изобретению теперь предпочтительно применяются цифровые технологии, чтобы рассчитать давление в буровой скважине или давление на глубине входа скважинной жидкости как в стабильном, так и в переходном состоянии на основании измерений уровня жидкости и измерений давления в верхней части скважины. Дополнительными исходными параметрами при расчете являются объемы притока жидкости, в частности, сырой нефти и воды, объемы притока газа, наклон буровой скважины, внутренний диаметр и наружный диаметр кольцевого пространства и свойства жидкости. Под последним понимается, помимо прочего, плотность воды, нефти и газа как функция от давления, а также поверхностное натяжение между нефтью и газом. Однако эти данные известны или могут устанавливаться на основании долговременных наблюдений, например, из регулярно выкачиваемых объемов сырой нефти за единицу времени.

В условиях стабильного состояния с постоянными объемами добычи, постоянным уровнем жидкости и постоянным давлением в головке скважины давление жидкости в скважине будет определяться на основании измерения давления в головке скважины и положения уровня жидкости. Средние градиенты давления в колоннах жидкости и газа получают из стандартных соотношений, которые применяются в нефтяной промышленности, например, из так называемых соотношений Duns и Ros. Исходными параметрами для соотношения градиентов давления являются скорость течения, соотношение нефти и газа (также называемое Gas Oil Ratio, GOR) и свойства жидкости, т.е. плотность в зависимости от давления.

Данный процесс проводится в отношении каждого отдельного измерения глубины уровня жидкости в условиях стабильного состояния.

Принципиальная сложность при определении давления внутри скважины в случае бурения глубоких скважин в переходных условиях возникает тогда, когда в газосодержащей колонне жидкости поднимается свободный газ. Процесс подъема газовых пузырей в колонне жидкости оказывает важное влияние на градиент давления. Подъем газовых пузырей по нефтяным колоннам жидкости представляет собой очень комплексный процесс, модель также не проста, но, тем не менее, известна. Жидкости поступают в скважину и разделяются вследствие их плотности. Свободные газовые пузыри поднимаются вверх и оставляют тяжелые компоненты за собой. При этом возникает равновесие нефти и растворенный газ, причем в этой среде мигрирует свободный газ.

Переходные состояния возникают из-за выключения насосов. Вследствие этого кольцевое пространство вокруг собственно наполненной сырой нефтью откачной трубы заполняется жидкостью. Тогда предпочтительно можно наблюдать за поднимающейся границей раздела фаз с помощью устройства для определения глубины уровня жидкости. Подобные устройства могут работать, например, с интервалом в одну минуту. Давление в головке скважины и изменение глубины уровня жидкости будут регистрироваться как функция от времени.

Движение газовых пузырей по колонне нефтесодержащей жидкости оказывает существенный эффект на градиент давления нефти в кольцевом пространстве. Чтобы установить изменение давления в содержащей газ колонне нефтесодержащей жидкости, делается предположение относительно содержания газовых пузырей в нефтяной колонне. Содержание газовых пузырей обозначается также как коэффициент пустот (Gas Void Fraction) f_g . При этом применяется соотношение, касающееся так называемого расхода газа на единицу сечения потока v_{sg} (superficial gas velocity) к доле содержания газовых пузырей, смотри приведенное ниже уравнение (5). При этом константы C , D и E являются эмпирически установленными величинами (и составляют от 0,2 до 2,0).

Следует подчеркнуть, что при растущем давлении количество нефти и газа, поступающее в скважину, уменьшается внутри кольцевого пространства вследствие возрастающего обратного давления. Поэтому количество газа, поступающего внутрь кольцевого пространства из колонны жидкости, уменьшается, если в скважину поступает меньше газа, и из нефтяной колонны высвобождается меньше растворенного газа в результате повышения давления.

Чтобы определять расход газа на единицу сечения потока, принимается, что для жидкости, которая поступает в скважину после отключения, действует коэффициент продуктивности согласно приведенному ниже уравнению (1) (Productivity Index, PI).

Далее принимается соотношение для производительности притока (Inflow Performance Relationship, IPR). Часто используемое IPR-соотношение - это так называемое уравнение Фетковича. Оно применяется, чтобы сделать предположение о скорости притока после остановки насоса для каждого измерения глубины уровня жидкости, см. приведенное ниже уравнение (3). При этом q_{max} представляет скорость притока при состоянии "Zero Bottom Hole Pressure", т.е. при абсолютном открытом потенциале течения согласно уравнению (2). Кроме этого, расход газа на единицу сечения потока может быть рассчитан по уравнению (4), а доля пузырей газа - по уравнению (5), при использовании новой скорости притока для каждого измерения уровня жидкости и давления в головке буровой скважины. Уравнения выглядят следующим образом:

$$PI = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (1)$$

$$q_{max} = PI * P_r \quad (2)$$

$$q = q_{max} * \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right] \quad (3)$$

$$v_{sg} = \frac{q_{max} * \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right] * GOR * B_g}{A_F} \quad (4)$$

$$f_g = \frac{v_{sg}}{(C + D * \frac{TU_{ob}}{CA_{id}}) * v_{sg} + E * [g * \sigma * \frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_o^2}]^{0.25}} \quad (5)$$

При этом ρ_o и ρ_g являются величинами зависимых от давления плотностей нефти и газа.

Доля пузырей газа используется затем для определения среднего градиента давления в колонне жидкости. В заключение, давление в основании скважины определяют для каждого отрезка времени, это значит при каждом измерении положения уровня жидкости. Его величину получают из давления в головке (верхней части) скважины и градиентов давления в газовой колонне и колонне жидкости. Ряд из определенных величин давления у основания скважины дает в итоге кривую, которая отражает развитие давления.

Описанный процесс осуществляется для каждого отдельного определения глубины уровня жидкости при переходных условиях.

Способ согласно изобретению с определением величины давления жидкости, в скважине или у основания скважины может применяться в различных случаях, чтобы улучшить работу добывающей установки.

Так, при откачке сырой нефти проблема возникает в том случае, если скважина эксплуатируется при условиях, когда давление ниже давления точки кипения (также называемое точкой начала дегазации или точкой выделения газа). Ведь это ведет к возникновению пузырей высвобождающегося газа, встречающегося в формации горной породы или в нефтяном месторождении. Газовые пузыри могут блокировать поры и снижать, таким образом, проницаемость для нефти (относительный коэффициент нефтепроницаемости). Это ведет к сокращению объемов откачки и ограничивает добычу сырой нефти. Этот эффект может быть необратимым. Поэтому было бы очень желательно, если бы по мере возможности можно было бы избежать возникновения таких ситуаций. Поэтому непрерывное определение динамического забойного давления в основании (у дна) скважины и автоматическая остановка давления потока при превышении давления точки кипения явилось бы существенным преимуществом. Это становится возможным путем регулирования положения уровня жидкости. Таким путем получают решение проблемы, при котором описанных недостатков можно избежать.

Положение уровня жидкости можно регулировать при этом, задавая производительность откачки.

Еще одной возможностью использования является оптимизация сроков работы и отключения насосов в скважинах, которые работают в режиме прерывающейся добычи.

Нефтяные месторождения, которые работают при низких нормах добычи, например в формациях горной породы с незначительной проницаемостью, часто эксплуатируются в режиме прерывающейся добычи. Это означает чередование циклов включения и выключения. Этот прерывистый способ выбирается из-за механических ограничений насосов внизу в скважине, которые при более низких скоростях выкачивания не могут работать надежно или в соответствии с заданными параметрами.

Временные интервалы этих периодов откачки-простоя можно оптимизировать. Это осуществляют за счет того, что их ставят в зависимость от давления в основании скважины. Предложенная система может, таким образом, применяться, чтобы автоматически устанавливать время старта и время отключения насосов в скважине, а именно как функцию от давления в основании скважины.

Также оптимизация периодов откачки-простоя может происходить при тестовой эксплуатации нефтяных залежей. Переходное состояние давления часто применяется при тестировании нефтяных залежей, чтобы лучше оценить их свойства. При этом проверка развития давления является важным типом подобного теста: после того, как источник эксплуатировался в течение определенного промежутка времени, а именно с постоянной нормой добычи, проводится проверка развития давления, при котором записывается, как давление у основания скважины реагирует после выключения насоса. При этом чаще всего устройства измерения давления устанавливаются внизу скважины, чтобы регистрировать давление у ее основания. Как упомянуто выше, уже установка таких измерительных приборов и датчиков внизу в скважине является дорогостоящим делом, и во многих случаях применяются датчики давления, которые только регистрируют давление. Значительный недостаток таких датчиков, которые только регистрируют давление, заключается в том, что записанное давление в основании скважины не поступает в распоряжение специалистов в режиме реального времени. Это значит, что оборудование часто приходится останавливать на длительный период, чтобы убедиться перед включением, что давление в основании скважины стабилизировалось, прежде чем прибор, измеряющий давление, снова вынут из скважины. Применение предложенной системы с определением давления в основании скважины, исходя из определения глубины уровня жидкости, в режиме реального времени поможет избежать в таких случаях излишне длительных периодов отключения оборудования. В частности, вследствие этого можно также избежать автоматически возникающей потери времени добычи и, следовательно, сокращения добываемых объемов.

Предпочтительный порядок действий и предпочтительные характеристики приведены в зависимых пунктах формулы изобретения и в следующем описании чертежей.

Далее при помощи чертежей подробно описывается пример осуществления изобретения и ситуация в скважине, положенная в основу изобретения.

На фиг. 1 приведено схематическое изображение скважины с расположенными на ней измерительными и вычислительными устройствами и

на фиг. 2 приведено схематическое отображение указанных в качестве примера величин.

На фиг. 1 представлена скважина 10. Скважина 10 простирается от поверхности земли 11 в глубину до месторождения минеральной или сырой нефти 12. Сырая нефть 12 образует внутри скважины 10, возможно, вместе с водой и другими жидкостями, смесь, которая отделена пограничным слоем 13 от образующихся над ней различных газов и газообразных сред 14. Этими газами являются помимо прочего, например, азот, аргон и другие составные части атмосферного воздуха и, кроме этого, метан и другие газы, образующиеся поверх сырой нефти 12. Состав меняется с течением времени, а также с глубиной скважины 10.

Точное положение пограничного слоя 13 между жидкими материалами из сырой нефти 12 и газообразными средами 14 определяет глубину уровня жидкости. Точное положение уровня жидкости 13, или пограничного слоя, или поверхности жидкости изменяется в течение времени в зависимости от того, с

какой скоростью происходит приток сырой нефти 12 и других жидкостей в скважину 10 со стороны и снизу.

Чтобы выкачивать сырую нефть 12 из скважины 10 на поверхность земли 11, предусмотрены обсадные трубы или трубопровод 20. Этот трубопровод 20, проходящий вертикально в скважине 10, состоит из внутренней трубы 21 и внешней трубы 22, концентрически окружающей внутреннюю трубу и одновременно образующей собой внешнюю стенку трубы. Через внутреннюю трубу 21 сырая нефть 12 выкачивается на поверхность. Между внутренней трубой 21 и внешней трубой 22 образуется кольцевое пространство 23. В кольцевом пространстве 23 происходит выравнивание давления. Во внутренней трубе 21 находится сырая нефть 12, поднимающаяся вверх во время откачки. В кольцевом пространстве 23 ниже уровня жидкости 13 также находится сырая нефть 12, а сверху в основном газ, который поднимается вверх.

Внизу в скважине 10 установлен насос 30. Речь может идти, например, об электрическом центробежном погружном насосе или штанговом глубинном насосе, конечно, при определенных обстоятельствах речь может также идти о нескольких насосах, которые могут быть расположены на различной высоте и быть также различного типа.

Другие элементы насосной установки, которые относятся к схематически показанному насосу 30, могут находиться также на поверхности земли 11 и обеспечивать там отрегулированную транспортировку добываемой сырой нефти 12, которая откачивается вверх через внутреннюю трубу 21 трубопровода 20.

Эти элементы, находящиеся на поверхности земли 11, например трубопровод 31 и другое оборудование, представлены здесь только схематически.

Кроме этого представлено устройство 41 измерения давления, которое измеряет давление в находящейся над поверхностью земли 11 головке скважины 10.

В частности, здесь также находится устройство 42 для определения положения уровня жидкости в скважине 10. Такое устройство, известное, в частности, из патентов EP 2169179 B1 и US 8902704 A работает (не показано) с устройством генерирования колебаний, которое передает колебательный сигнал вниз в скважину. Колебательный сигнал в форме волн давления отражается от пограничного слоя 13 или от пластовой жидкости и затем снова перехватывается измерительным блоком устройства. Это измерительное устройство оснащено приемником давления. С помощью такого устройства, в отличие от более ранних разработок, могут делаться высокоточные выводы о положении уровня жидкости или поверхности жидкости в буровой скважине 10 и упомянутого пограничного слоя 13.

Наряду с этими измерительными устройствами 41, 42 на поверхности земли 11 также предусмотрен блок 43 управления, регулирующий скорость откачки насоса 30 и работу других элементов, причем между измерительными устройствами 41, 42 и этим блоком 43 управления существует соответствующая связь.

Далее предусмотрено вычислительное устройство 44. Вычислительное устройство 44 получает данные от измерительных устройств 41 и 42 относительно положения уровня жидкости 13 в скважине 10 и давления в головке скважины 10 и рассчитывает на основании этих данных показатели для осуществления управления, которые оно передает блоку 43 управления для управления производительностью насоса 30.

При этом вычислительное устройство 44 работает с учетом параметров уравнений (1-5), как было описано выше. В него могут подаваться также дополнительные данные, в него также вводятся данные, которые попутно получают в ходе откачки, т.е. объемы добычи, объемы притока и т.д.

Вычислительное устройство 44 может информировать блок 43 управления о том, что положение уровня жидкости 13 остается более-менее постоянным, как это желательно во многих случаях. Также это поможет избежать падения давления жидкости под границей раздела фаз 13 ниже давления точки кипения, чтобы избежать возникающих вследствие этого проблем, о которых уже говорилось выше.

На фиг. 2 показано, как могут изменяться различные физические параметры и данные.

Представлена читаемая слева направо временная шкала с различными нанесенными в виде примера данными, которые указаны на ней в виде дней и месяцев и описывают изменение некоторых показателей буровой скважины в течение этого времени.

Наверху с одной стороны нанесены величины давления в гектопаскалях или в барах, а именно в тысячах гектопаскалей, т.е. с увеличением от 0 до 60.000 гектопаскалей.

На правой стороне приведена шкала, которая указывает положение уровня жидкости в пределах скважины ниже поверхности земли в метрах.

В диаграмме отражены три измеряемые величины, а именно, измеренное давление как линия "а", если датчик давления будет действительно размещен в скважине, как это обычно происходит.

Линия "b" указывает рассчитанную согласно настоящему изобретению величину давления жидкости в скважине.

Наконец, линия "с" показывает положение уровня жидкости в течение периода измерения, который продолжался примерно 5 недель.

Во время проведения этих измерений были осознанно произведены несколько изменений состоя-

ния, которые затем соответствующим образом отразились в изменениях измеряемых величин.

Так, под номером (1) описано стабильное или также стационарное состояние, то есть, происходящая добыча.

Под номером (2) видно, как осознанно вызвано и соответствующим образом отображено переходное состояние.

При этом под номером (3) видны различные пики, которые были вызваны в результате колебаний давления в трубопроводе над поверхностью земли.

Список обозначений:

10 - скважина;

11 - поверхность земли;

12 - нефть;

13 - пограничный слой;

14 - газообразная среда;

20 - трубопровод;

21 - внутренняя труба;

22 - внешняя труба;

23 - кольцевое пространство;

30 - насос;

31 - трубопровод на поверхности земли 11;

41 - устройство измерения давления;

42 - устройство определения уровня жидкости;

43 - блок управления насосом;

44 - вычислительное устройство;

ρ - плотность;

q - объем притока;

B_g - объемный фактор газового пласта;

f_g - доля газовых пузырей;

GOR - соотношение газа и нефти;

IPR - соотношение для производительности притока (Inflow Performance Relationship);

ID - внутренний диаметр;

OD - внешний диаметр;

P_r - давление в пласте;

P_{wf} - потоковое давление на дне скважины;

ρ - поверхностное натяжение на границе раздела;

v_{sg} - расход газа на единицу сечения потока;

A - площадь;

CA - внешняя труба (Casing);

TU - внутренняя труба (Tubing).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

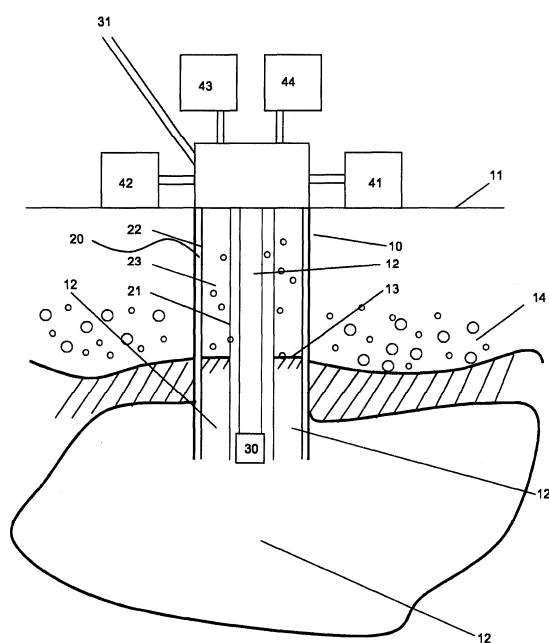
1. Способ управления откачкой жидкости из скважины, по которому в скважине (10) глубокого бурения регистрируют положение уровня жидкости (13), отличающийся тем, что измеряют давление на устье скважины (10), по измеренному давлению на устье скважины (10) и зарегистрированному уровню жидкости (13) определяют давление ниже уровня жидкости (13) в скважине (10) и используют значение этого давления для регулирования производительности откачного устройства (30) для откачки жидкости, при этом производительность откачки откачного устройства (30) регулируют таким образом, чтобы поддерживать давление в основании скважины (10) выше давления точки кипения.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что для регистрации уровня жидкости (13) в скважине (10) глубокого бурения с поверхности земли (11) осуществляют акустическое событие, которое создает акустические волны давления, которые распространяются вглубь скважины (10) и отражаются, по меньшей мере, также от поверхности жидкости (13), на поверхности земли (11) принимают возвращающиеся из скважины (10) волны давления, при этом измеряют промежуток времени, прошедший после акустического события, принятые и измеренные волны давления анализируют и вместе с измеренным промежуток времени используют для определения положения уровня жидкости (13), при этом акустическое событие представляет собой эталонный сигнал с заданным, изменяющимся с течением времени спектром частот, причем эталонный сигнал излучают в виде колебаний в скважину (10), где он распространяется на глубину и отражается, на поверхности земли (11) принятые сигналы, выходящие из скважины (10), анализируют, при этом отфильтровывают колебания, которые коррелируют с излучаемым эталонным сигналом, и на основе выбранных принятых сигналов, коррелирующих с излучаемым эталонным сигналом, а также исходя из промежутка времени, прошедшего после передачи эталонного сигнала, делают заключение об уровне жидкости (13).

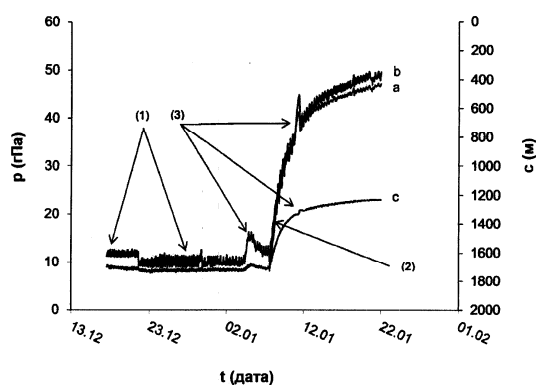
3. Способ по п.1 или 2, отличающийся тем, что производительность откачки откачного устройства (30) регулируют таким образом, чтобы сохранить постоянными объемы притока и/или положение уровня жидкости (13) и/или давления в головке скважины (10).

4. Способ по любому из вышеуказанных пунктов, отличающийся тем, что в условиях добычи в прерывистом режиме циклические периоды откачки-проста обеспечивают путем автоматического регулирования времени включения-отключения установленного в скважине (10) откачного устройства (30) как функции от давления в основании скважины.

5. Установка для осуществления способа по любому из вышеуказанных пунктов, характеризующаяся тем, что содержит устройство (41) измерения давления, установленное над поверхностью земли (11), для измерения давления на устье скважины (10), устройство (42) для определения положения уровня жидкости (13), вычислительное устройство (44), на которое направляются данные от устройства (41) измерения давления и устройства (42) для определения уровня жидкости (13) и давления ниже уровня жидкости, и блок (43) управления откачного устройства (30), при этом вычислительное устройство (44) направляет в блок (43) управления откачного устройства (30) значения, рассчитанные из поступивших данных, а блок (43) управления регулирует производительность откачки откачного устройства (30) таким образом, чтобы поддерживать давление в основании скважины (10) выше давления точки кипения.



ФИГ. 1



ФИГ. 2