

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится в широком аспекте к разведке и добыче нефти и газа, тогда как конкретный, неограничивающий вариант осуществления изобретения относится к установке и поддержанию в заданном положении системы для морской разведки и бурения, снабженной камерой с регулируемой плавучестью.

Уровень техники

В целях поиска и извлечения запасов углеводородов в мире предпринимались многочисленные попытки с использованием очень большого количества различных систем и способов. Первоначально эти усилия ограничивались наземными операциями, в которых применялись простые, но эффективные методы бурения, обеспечивающие удовлетворительное извлечение ресурсов из крупных продуктивных месторождений. Однако, по мере того как количество известных продуктивных месторождений сокращалось, в поисках новых ресурсов стало необходимым производить разведку все более удаленных месторождений и переходить к морскому (оффшорному) бурению. Со временем разработка мощных систем бурения и совершенствование техники обработки сигналов сделали для нефте- и газодобывающих компаний возможным осуществлять разведку пригодных для извлечения углеводородных ресурсов практически в любой точке мира.

Первоначально усилия по глубоководной разведке и добыче предусматривали осуществление дорогостоящих крупномасштабных операций по бурению в сочетании с использованием систем накопления и транспортировки на базе танкеров. Такой принцип, в первую очередь, был обусловлен тем, что большинство зон морского бурения ассоциируется со сложными и опасными морскими условиями. Как следствие, крупномасштабные операции обеспечивали наиболее стабильный и экономически эффективный подход к разведке и добыче углеводородных ресурсов. Однако, предпочтение, отдаваемое крупным установкам, имеет тот главный недостаток, что организации, проводящие разведку и добычу, имеют мало стимулов к использованию небольших месторождений. Действительно, потенциальный возврат вложенных финансовых средств обычно осложняется длительным разрывом во времени между разведкой и началом добычи (составляющим, как правило, от 3 до 7 лет). Кроме того, использование обычных платформ и применяемого совместно с ними оборудования для бурения и добычи требует крупных инвестиций. Далее, сложности правовой регламентации и регулирования, а также желание избегать каких-либо рисков, характерное для данной отрасли, привело к стандартизации, которая оставляет операторам мало возможностей внести существенные изменения в преобладающий подход. В результате операции по морскому бурению традиционно осложнялись наличием больших разрывов во времени между инвестициями и получением прибыли, недопустимыми перерасходами средств и медленными и негибкими стратегиями добычи, определяемыми условиями работы.

Относительно недавно были обнаружены морские месторождения, применительно к которым становится возможным избежать значительной части опасностей и нестабильностей, свойственных операциям по добыче. Например, в шельфовых зонах Западной Африки, Индонезии и Бразилии были идентифицированы такие потенциальные участки для бурения, для которых окружающие морские и погодные условия являются сравнительно мягкими и спокойными по сравнению с другими, менее стабильными зонами, например, в Мексиканском заливе или в Северном море. Ожидается, что эти недавно найденные участки способны обеспечить благоприятные производственные показатели и высокий уровень успешных результатов разведки, а также позволят организовать добычу с использованием простых технологий бурения, подобных применяемым на наземных или прибрежных установках.

Однако в соответствии с логарифмически нормальным ("логнормальным") распределением пригодные к эксплуатации запасы имеют тенденцию быть распределенными по большому количеству малых месторождений. При этом каждое из них способно дать меньше, чем это обычно требуется для того, чтобы оправдать затраты на традиционную крупномасштабную добычу. По данной причине подобные области до настоящего времени оставались недоразведанными и, соответственно, их потенциал использовался неполностью. Как следствие, хотя уже обнаружено большое количество потенциально продуктивных малых месторождений, по экономическим соображениям они остаются неразработанными. С учетом этого обстоятельства, разведочные и добывающие организации адаптировали свои технологии в стремлении достичь более высокой прибыльности за счет уменьшения масштаба операций, а также использования других методов сокращения затрат. В результате добыча из меньших месторождений становится более привлекательной в финансовом отношении, а временной разрыв между инвестированием и получением прибыли сокращается.

Например, в опубликованной патентной заявке US 2001/0047869 A1, а также в ряде других заявок и патентов, связанных с указанной заявкой, предложены различные способы бурения глубоководных скважин, согласно которым буровая система может настраиваться таким образом, чтобы достичь коэффициента нефтеотдачи, более высокого, чем в традиционных технологиях с фиксированными скважинами. Однако система, описанная в этих патентных публикациях, не может быть настроена в процессе завершения бурения, испытаний и эксплуатации скважины. Кроме того, данная система неэффективна в случаях, когда ствол скважины начинается в вертикальном направлении у границы ила на морском дне. Известная система непригодна также в условиях широкого диапазона поверхностных нагрузок и, следо-

вательно, имеет ограниченные возможности в отношении гибкости, которая представляется желательной для буровиков в процессе реальной проходки.

В патенте США № 4233737 описан способ, направленный на решение проблем, ассоциированных с традиционными операциями бурения в вертикальном направлении. Данный способ предусматривает размещение группы взаимосвязанных горизонтальных труб в виде плети непосредственно над морским дном (в совокупности с противовыбросовым превентором и другим необходимым оборудованием). Затем с помощью привода или дистанционно управляемого механизма эта плеть с усилием вводится в горизонтальном направлении в зону бурения. Однако данная система является недостаточно гибкой в том отношении, что она не может быть использована на практике на завершающих этапах бурения и испытания скважины. Способ, предлагаемый в данном патенте, тем более не в состоянии обеспечить требуемую функциональность на этапах добычи или выполнения операций для увеличения дебита скважины. Иными словами, решения по данному патенту могут быть полезными только на начальных стадиях проходки скважины, т.е. их нельзя рассматривать в качестве системных решений для осуществления и обслуживания операций глубоководной разведки и добычи.

Другие операторы морских (оффшорных) установок предпринимали попытки решить проблемы, связанные с глубоководным бурением, за счет "повышения исходного уровня" подводной скважины путем размещения погруженного устья скважины над автономной жесткой трубчатой конструкцией, которая удерживается в напряжении с помощью заполненной газом камеры, обладающей плавучестью (подъемной силой). Например, как можно видеть из патента США № 6196322 В1, фирма Atlantis Deepwater Technology Holding Group разработала систему, названную "искусственным подводным основанием" (ИПО). Данная система, по существу, представляет собой заполненную газом камеру, которая обладает плавучестью, связана с одним или более сегментами колонны труб и устанавливается на глубине от 180 до 300 м от поверхности воды. После того, как головка ИПО будет укомплектована противовыбросовым превентором (на стадии бурения) или устьевой эксплуатационной арматурой (на стадии добычи), система ИПО сообщает подъемную силу и натяжение нижнему соединительному компоненту и всем находящимся внутри него трубопроводным компонентам. Противовыбросовый превентор и водоотделяющая колонна (райзер) на стадии бурения и устьевая эксплуатационная арматура на стадии добычи поддерживаются за счет подъемной силы, создаваемой камерой, обладающей плавучестью. Смещения головки скважины контролируются в допустимых пределах за счет вертикального натяжения, создаваемого благодаря плавучести ИПО.

Однако система ИПО фирмы Atlantis обладает несколькими практическими недостатками. Например, указанный патент США № 6196322 прямо ограничивает зону установки камеры, обладающей плавучестью, глубинами, на которых влияние поверхностных волн пренебрежимо мало, т.е. составляющими более 150 м от поверхности воды. Специалистам в соответствующей отрасли техники будет понятно, что размещение камеры на таких глубинах представляет собой дорогостоящее и довольно рискованное решение. Действительно, установка и поддержание системы в заданном положении могут в этом случае производиться только глубоководными водолазами или дистанционно управляемыми аппаратами. Кроме того, для того чтобы инициировать добычу из скважины, между верхней частью камеры и днищем взаимодействующего с ней надводного судна должна быть дополнительно установлена сравнительно дорогостоящая транспортная система.

Известная система ИПО непригодна также для применения совместно с системой якорения, использующей несколько якорей, даже в ситуациях, когда существует значительная вероятность столкнуться с грунтами, представляющими сложности при бурении. Более того, известная система не содержит каких-либо управляющих средств для регулировочных настроек либо вертикального натяжения, либо глубины погружения головки скважины при выполнении операций добычи и капитального ремонта скважины. Кроме того, в указанном патенте содержатся прямые рекомендации против использования поперечных стабилизаторов, которые позволили бы устанавливать головку скважины на малых глубинах, на которых проявляется более сильное влияние со стороны приливных сил и поверхностных волн.

Сущность изобретения

Таким образом, явно существует широкая потребность в разработке системы и способа установки головки подводной скважины таким образом, чтобы операторы имели возможность регулировки глубины ее погружения, а также вертикального натяжения, прикладываемого к используемым колоннам труб при осуществлении операций, как разведки, так и добычи. Существует также потребность в создании системы на основе камеры с регулируемой плавучестью, способной поддерживать примерно постоянное натяжение, воздействующее на соответствующую буровую или эксплуатационную колонну, а также обеспечивать возможность регулировки высоты головки скважины в любой момент на стадиях разведки и добычи путем выпуска дополнительных отрезков натяжных тросов из компонента, предназначенного для регулировки высоты камеры. Существует также потребность в создании системы для морской разведки и добычи, которая легко приспосабливается к условиям больших глубин или мелководья без необходимости конфигурирования применительно к конкретной эксплуатационной глубине.

Перечень фигур чертежей

На фиг. 1 представлена, на виде сбоку, система для морской разведки и добычи, в которой, с целью регулировки высоты (глубины) головки скважины применена камера с регулируемой плавучестью.

Фиг. 2А и 2В иллюстрируют, на виде сбоку, систему для морской разведки и добычи, в которой поперечные и вертикальные усилия, действующие на камеру с регулируемой плавучестью, в процессе настройки высоты головки скважины путем выпуска дополнительных отрезков натяжных тросов, поддерживаются примерно постоянными.

Сведения, подтверждающие возможность осуществления изобретения

В соответствии с конкретным, не вносящим каких-либо ограничений вариантом изобретения, представленным на фиг. 1, система для морской разведки и добычи содержит крепление 2 обсадными трубами, установленное внутри подводной скважины 1, и камеру 9 с регулируемой плавучестью. При этом между указанным креплением и камерой с регулируемой плавучестью установлен нижний соединительный компонент 5. Согласно варианту, который представляется предпочтительным, доступ внутрь скважины 1 осуществляется сверху, через ствол 3 скважины, который пробурен в поверхности морского дна. В типичном случае обсадные трубы, входящие в состав крепления 2, устанавливаются в стволе скважины прочным и надежным образом, после чего они закрепляются в заданном положении с помощью цементного раствора в соответствии с известной технологией. В других вариантах обсадные трубы с высокой надежностью устанавливают внутрь ствола 3 скважины, после чего внутрь образованного крепления вводят компонент для транспортирования текучей среды, такой как труба меньшего диаметра или колонна из труб. После того, как будет обеспечено заданное положение введенного компонента для транспортирования текучей среды, он фиксируется относительно крепления 2 обсадными трубами с помощью цементирования или пакера. Специалистам в данной области должно быть понятно, что хотя рассмотренный вариант соответствует случаю единственной скважины, не выходя за пределы настоящего изобретения, предлагаемая система для морской разведки и добычи может быть легко адаптирована к одновременной работе на группе близко расположенных скважин.

Согласно одному из вариантов изобретения между креплением 2 обсадными трубами и нижним соединительным компонентом 5 расположен компонент 4 для перекрытия скважины. Этот компонент 4 для перекрытия скважины может содержать один или несколько шариковых клапанов, которые, в случае удаления нижнего соединительного компонента 5, можно закрыть и тем самым эффективно запереть скважину. В других вариантах компонент 4 для перекрытия скважины может содержать противовыбросовый превентор или срезную плашку, которые могут находиться в нормально открытом или закрытом состоянии для того, чтобы обеспечить доступ к содержимому скважины 1 или, наоборот, перекрыть доступ к нему.

В других вариантах нижний соединительный компонент 5 содержит один или более стыковочных (приемных) элементов, расположенных и выполненных с возможностью взаимодействия с крепежным элементом, установленным на компоненте 4 для перекрытия скважины. В альтернативном варианте, наоборот, нижний соединительный компонент 5 содержит крепежный элемент, служащий для прикрепления нижнего соединительного компонента 5 к приемному элементу, имеющемуся на компоненте 4 для перекрытия скважины. Способы и средства жесткого прикрепления нижнего соединительного компонента 5 к компоненту 4 для перекрытия скважины хорошо известны специалистам в данной области. Эти средства в контексте настоящего изобретения могут быть основаны на одной или нескольких технологиях крепления и, в частности, представлять собой гидравлические муфты, различные узлы с использованием болтов и гаек, сварных швов, штуцеров (с применением или без применения уплотняющих прокладок), гидравлического обжатия и т. д.

Аналогичным образом нижний соединительный компонент 5 может содержать любые известные присоединительные средства, пригодные для выполнения конкретных функций, предусмотренных операторами системы по изобретению. Например, в различных вариантах осуществления изобретения нижний соединительный компонент 5 содержит один или более сегментов вертикального трубопровода, райзера или каркаса. В некоторых вариантах нижний соединительный компонент содержит концентрический элемент, например, элемент для транспортирования текучей среды с меньшим наружным диаметром, чем внутренний диаметр каркаса, внутри которого он установлен.

В других вариантах нижний соединительный компонент 5 соединен с одним или более поперечными стабилизаторами 6, которые во взаимодействии с множеством натяжных тросов 7 задают смещение системы в горизонтальной плоскости. За счет использования подъемных сил, создаваемых камерой 9 с регулируемой плавучестью, нижний соединительный компонент 5 находится в натянутом состоянии и удерживается в стабильном положении.

В альтернативном варианте один или более стабилизаторов 6 задают горизонтальное смещение нижнего соединительного компонента 5. При этом высота (глубина) головки 14 скважины регулируется варьированием длины верхнего соединительного компонента 12. В некоторых вариантах вертикальное натяжение нижнего соединительного компонента 5 поддерживается приблизительно постоянным, тогда как высота (глубина) головки 14 скважины может регулироваться. Согласно другим вариантам высота (глубина) головки 14 скважины поддерживается примерно постоянной, тогда как вертикальное натяже-

ние нижнего соединительного компонента 5, создаваемое камерой 9 с регулируемой плавучестью, может регулироваться. Предусмотрены также варианты, в которых и высота (глубина) головки 14 скважины, и вертикальное натяжение, воздействующее на нижний соединительный компонент 5, поддерживаются примерно постоянными, тогда как, с помощью поперечных стабилизаторов 6 и одного или более натяжных тросов 7, производится регулировка положения в поперечном направлении (горизонтальной плоскости).

В некоторых вариантах один или более натяжных тросов 7 имеют индивидуальную регулировку, в то время как в других вариантах регулировка натяжных тросов 7 производится совместно. Имеются также варианты, согласно которым регулировка натяжных тросов 7 может производиться как совместно, так и индивидуально. Предусматриваются также варианты, в которых один или более поперечных стабилизаторов 6 связаны со средствами измерения натяжения. Тем самым обеспечивается возможность придания нижнему соединительному компоненту 5 фиксированного или предварительно задаваемого поперечного натяжения с целью более точного управления смещением системы в поперечном направлении. В некоторых вариантах натяжные тросы 7 закреплены на морском дне посредством якорей 8, например, самозасасывающихся (вакуумных) якорей. Альтернативно, могут использоваться якоря традиционных конструкций.

В варианте осуществления изобретения, который представляется предпочтительным, камера 9 с регулируемой плавучестью имеет приближенно кольцевую форму, так что нижний соединительный компонент 5 может быть проведен через полость, предусмотренную в центральной части камеры с регулируемой плавучестью. Согласно другим вариантам камера 9 с регулируемой плавучестью содержит множество внутренних отсеков. Возможны также варианты, согласно которым каждый из таких отсеков настраивается индивидуально, т.е. для лучшей регулировки плавучести камеры в отдельные отсеки могут закачиваться различные количества воздуха или газа (или иной текучей среды). Согласно одному из вариантов камера 9 с регулируемой плавучестью содержит также балластную текучую среду, которая может быть удалена из камеры, с приданием тем самым камере большей плавучести (подъемной силы) и с созданием дополнительного вертикального натяжения, воздействующего на нижний соединительный компонент 5. Специалистам в данной области должно быть понятно, что в качестве балластной текучей среды, служащей для повышения или ограничения плавучести, могут быть использованы различные среды. Примером такой среды, которая является одновременно и недорогой, и легкодоступной, может служить сжатый воздух.

В некоторых вариантах камера 9 с регулируемой плавучестью дополнительно снабжена впускным клапаном для подачи в нее балласта. В этом случае в камеру может нагнетаться балластная текучая среда от внешнего источника, например, с земли или от дистанционно управляемого подвижного аппарата по разъемной линии. Благодаря этому оператор может добиваться желаемых характеристик плавучести (подъемной силы), подавая в камеру 9 с регулируемой плавучестью определенное количество сжатого газа. В других вариантах впускной клапан связан с одним или несколькими насосами или компрессорами, что позволяет подавать балластную текучую среду под высоким давлением внутрь камеры, обеспечивая тем самым более быстрое и надежное изменение плавучести до желательного значения.

Согласно другим вариантам камера 9 с регулируемой плавучестью дополнительно снабжена также выпускным клапаном для удаления из нее балласта. В тех случаях, когда в камеру с регулируемой плавучестью нагнетается воздух или иная легкая текучая среда, в то время как из камеры удаляется вода или иная тяжелая текучая среда, камера с регулируемой плавучестью приобретает дополнительную плавучесть и соответственно увеличивает вертикальное натяжение, действующее на нижний соединительный компонент 5. И наоборот, если в камеру с регулируемой плавучестью нагнетается вода или иная тяжелая текучая среда, в то время как из камеры удаляется воздух, камера с регулируемой плавучестью будет терять плавучесть, ослабляя за счет этого вертикальное натяжение, действующее на нижний соединительный компонент 5.

В альтернативных вариантах выпускной клапан связан с одним или несколькими насосами или компрессорами, что позволяет выводить балласт из камеры с регулируемой плавучестью более быстро и надежно. В некоторых вариантах выпускной клапан соединен с разъемной линией, так что балласт, удаляемый из камеры с регулируемой плавучестью, может быть собран на поверхности или использован повторно. В любом случае принципиальным достоинством настоящего изобретения является наличие различных средств управления подачей и выводением балласта, обеспечивающих возможность регулировать плавучесть камеры и соответственно параметры натяжения, а также высоту головки 14 скважины в любой момент на стадии как разведки, так и эксплуатации скважины.

Согласно дальнейшим вариантам изобретения камера 9 с регулируемой плавучестью связана с одним или с несколькими натяжными тросами 10, предназначенными для прикрепления этой камеры к морскому дну. Как и в предыдущем случае, натяжные тросы 10 закреплены на морском дне с использованием известной технологии якорения, например, посредством самозасасывающихся (вакуумных) якорей или якорей традиционных конструкций. Один или несколько натяжных тросов 10 могут обеспечить также дополнительную стабильность системы в поперечном направлении, особенно при осуществлении операций, связанных с использованием более чем одной скважины. Согласно одному из вариантов один

или более натяжных тросов 10 проходят от камеры 9 с регулируемой плавучестью на поверхность, где они крепятся к дополнительным камерам с регулируемой плавучестью, поплавкам, надводному судну и т. д. Тем самым достигается дополнительное натяжение в поперечном направлении и повышенная стабильность системы. В других вариантах предусматривается индивидуальное или совместное регулирование натяжных тросов 10. В соответствии с дополнительными вариантами один или более натяжных тросов 10 выполняются с возможностью индивидуального или совместного регулирования.

В соответствии с одним из вариантов камера 9 с регулируемой плавучестью функционально связана с компонентом 11, воспринимающим вертикальное натяжение. Согласно другому варианту компонент 11, воспринимающий вертикальное натяжение, снабжен средством измерения натяжения (например, динамометрическим или тензометрическим датчиком). Наличие подобного средства позволяет прикладывать усилие, создающее вертикальное натяжение нижнего соединительного компонента 5, более управляемым и эффективным образом. В другом варианте подъемная сила, прикладываемая к компоненту 11, воспринимающему вертикальное натяжение, настраивается регулировкой длины натяжных тросов 10, при поддержании плавучести камеры 9 с регулируемой плавучестью (т.е. создаваемой ею подъемной силы) примерно постоянной. Еще в одном варианте плавучестью камеры 9 с регулируемой плавучестью регулируется с использованием одного или нескольких индивидуально выбираемых выпускных отверстий, распределенных по поверхности камеры с регулируемой плавучестью, через которые избыточная балластная текучая среда выводится в море. При этом открытое или закрытое состояние выпускных отверстий индивидуально определяется с помощью контроллеров выпускных отверстий (таких как заглушки, кингстоны и др.).

В варианте, представляющемся предпочтительным, система по изобретению выполнена таким образом, что головка 14 скважины, которая расположена над камерой 9 с регулируемой плавучестью, погружена на глубину, на которой ее обслуживание и проверка могут производиться водолазами-аквалангистами, использующими легкое и гибкое водолазное оборудование. В частности, глубина погружения головки скважины может составлять 30-100 м. В некоторых вариантах головка 14 скважины погружена только на минимальную глубину, необходимую для обеспечения доступа к корпусам различных надводных судов, обслуживающих скважину. В этом случае головка 14 скважины может находиться на существенно меньшей глубине, например, лежащей в интервале 15-30 м. В альтернативных вариантах, с учетом конкретных условий работы, головка 14 скважины может находиться либо на глубине, меньшей 15 м, либо превышающей 100 м. Возможны также варианты, в которых головка 14 скважины расположена на поверхности или над поверхностью воды, так что противовыбросовый превентор или устьевая эксплуатационная арматура (например, типа фонтанной елки) устанавливаются рабочими, находящимися на сервисной платформе или на борту надводного судна. Подобный вариант "поверхностной елки" позволяет избежать монтажа длинной колонны райзера, что обычно необходимо в случае глубоководных скважин. Кроме того, установка головки скважины на поверхности воды или вблизи нее также позволит производить проверки и обслуживание водолазами-аквалангистами или бригадами, действующими с поверхности воды, без необходимости использования дорогостоящих и длительных операций с применением дистанционно управляемых подвижных средств.

В некоторых вариантах головка 14 скважины может иметь в своем составе противовыбросовый превентор или устьевую эксплуатационную арматуру. В варианте, который представляется предпочтительным, головка 14 скважины содержит и противовыбросовый превентор, и устьевую эксплуатационную арматуру с целью упростить операции, связанные с доступом к скважине.

В некоторых вариантах нижний соединительный компонент 5 завершается на уровне внутри полости, имеющейся в центральной части кольцевой камеры 9 с регулируемой плавучестью. Начиная с этого уровня, флюиды транспортируются вверх, к головке скважины по верхнему соединительному компоненту 12. Согласно другим вариантам нижний соединительный компонент 5 не завершается внутри полости, образованной в центральной части кольцевой камеры с регулируемой плавучестью, а проходит сквозь эту полость и далее функционирует как верхний соединительный компонент 12, расположенный между камерой с регулируемой плавучестью и головкой скважины. В других вариантах между камерой 9 с регулируемой плавучестью и верхним соединительным компонентом 12 расположен компонент 11, воспринимающий вертикальное натяжение. В этом случае подъемная сила, создаваемая камерой с регулируемой плавучестью, прикладывается к данному компоненту 11 и через него передается на буровую или на эксплуатационную обсадную колонну, расположенную ниже камеры с регулируемой плавучестью.

В некоторых вариантах верхний соединительный компонент 12 дополнительно содержит компонент 13 для перекрытия скважины, который может содержать один или несколько шариковых клапанов или противовыбросовых превенторов. Данные клапаны служат для прерывания потока флюидов в случае, если головка 14 скважины будет снята или выведена из рабочего состояния, например, в связи с испытаниями или проведением обслуживания. Специалистам в данной области должно быть понятно, что конкретные типы и конкретное расположение перекрывающих клапанов в составе компонента 13, входящего в систему по изобретению, могут подбираться гибким образом. Единственное существенное требование заключается в том, что эти клапаны должны быть способны открывать поток флюидов из сква-

жины 1, а также перекрывать этот поток в периоды проведения испытаний и обслуживания, а также в экстренных случаях, связанных с обеспечением безопасности работы.

Например, головка 14 скважины может быть оборудована фонтанной арматурой, благодаря чему к системе по изобретению может быть подключен гибкий трубопровод с надводного судна, после чего может быть начата эксплуатация скважины. Альтернативно, головка 14 скважины может завершаться противовыбросовым превентором для того, чтобы исключить возможность выброса в процессе бурения. В других, уже упоминавшихся вариантах, головка 14 скважины может содержать и противовыбросовый превентор, и устьевую эксплуатационную арматуру с целью упростить операции, связанные с доступом к скважине.

На фиг. 2А и 2В представлены конкретные, но не вносящие каких-либо ограничений варианты осуществления изобретения. Эти варианты относятся к системе и способу формирования головки скважины, регулируемой по высоте. В состав системы входит нижний трубопровод 21 для транспортирования флюидов, внутренняя обсадная колонна 22, наружная обсадная колонна 23 и головка 24 скважины. В некоторых вариантах над головкой 24 скважины устанавливается компонент 25 для перекрытия скважины, позволяющий, когда это желательно, перекрыть или запереть скважину.

В примере, представленном на фиг. 2А, данный компонент 25 для перекрытия скважины содержит один или более шариковых клапанов, которые могут селективно открываться или закрываться оператором. Нижний соединительный компонент 26 содержит одно или более внутренних герметичных уплотнений 27 и калиброванный полированный канал 28, причем внутри этого компонента установлен элемент 29 для транспортирования флюидов. Высота данного элемента в пределах корпуса нижнего соединительного компонента 26 может настраиваться в зависимости от вертикальных подъемных усилий, создаваемых камерой 30 с регулируемой плавучестью. Трубопровод, определяющий высоту верхнего соединительного компонента, расположенного между камерой 30 с регулируемой плавучестью и головкой 36 скважины, может иметь различную длину. В некоторых вариантах с верхним соединительным компонентом, расположенным между камерой 30 и головкой 36 скважины, может быть связан элемент 35 для перекрытия скважины, такой как шариковый клапан или противовыбросовый превентор.

В некоторых вариантах система по изобретению закреплена на морском дне с помощью одной или нескольких якорных оттяжек 31, присоединенных к первым средствам 32а, воспринимающим вертикальное натяжение. При этом подъем или опускание камеры 30 с регулируемой плавучестью осуществляется сматыванием (выпуском) и наматыванием одного или более натяжных тросов 37, которые расположены между вторыми средствами 32b, воспринимающими вертикальное натяжение, и средствами 33 регулировки высоты камеры с регулируемой плавучестью. Когда камера 30 с регулируемой плавучестью поднимается, вертикальное натяжение прикладывается к элементу 34, воспринимающему вертикальное натяжение, который, в свою очередь, поднимает головку 36 скважины, т.е. перемещает ее в направлении к поверхности.

В соответствии с примером выполнения, представленным на фиг. 2В, высота головки 36 скважины и высота элемента 29 для транспортирования флюидов регулируются за счет увеличения длины натяжных тросов 37 с помощью средств 33 регулировки высоты камеры с регулируемой плавучестью. При этом натяжение якорных оттяжек 31 и натяжных тросов 37 как в вертикальном, так и в поперечном направлениях остается примерно постоянным. В соответствии с одним из вариантов во время этого процесса регулировки вертикальное натяжение, действующее на нижний соединительный компонент 26, также поддерживается примерно постоянным, поскольку элемент 29 для транспортирования флюидов перемещается в вертикальном направлении внутри корпуса нижнего соединительного компонента 26. Согласно другому варианту в состав системы дополнительно входит вторая камера с регулируемой плавучестью, служащая для того, чтобы поддерживать постоянным натяжение, действующее на нижний соединительный компонент 26 во время выполнения описанной настройки головки скважины по высоте.

Приведенное описание служит только в качестве иллюстрации и не должно рассматриваться как описывающее все возможные аспекты настоящего изобретения. Действительно, хотя настоящее изобретение было представлено и описано на примерах нескольких предпочтительных вариантов, для специалистов в данной области будет понятно, что в форму и детали осуществления изобретения могут быть внесены также различные другие модификации и дополнения, не выходящие за границы идеи и объема изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система для морской разведки и добычи, содержащая
 - (а) обсадную колонну (2), находящуюся в контакте с подводной скважиной,
 - (б) камеру (9) с регулируемой плавучестью и
 - (в) нижний соединительный компонент (5), установленный между обсадной колонной (2) и камерой (9) с регулируемой плавучестью.
2. Система по п. 1, отличающаяся тем, что дополнительно содержит
 - (а) одну или более камер (9) с регулируемой плавучестью или

(б) обсадную колонну, находящуюся в контакте со скважиной, выполненной в поверхности морского дна; или

(в) компонент (4) для перекрытия скважины, установленный между камерой (9) с регулируемой плавучестью и нижним соединительным компонентом (5), причем

(i) компонент (4) для перекрытия скважины предпочтительно содержит один или более шариковых клапанов или противовыбросовый превентор, предпочтительно снабженный срезной плашкой, или

(ii) нижний соединительный компонент (5) предпочтительно содержит приемный элемент для взаимодействия с крепежным элементом, имеющимся на компоненте (4) для перекрытия скважины, или приемный элемент для взаимодействия с крепежным элементом, имеющимся на компоненте (4) для перекрытия скважины.

3. Система по п.1, отличающаяся тем, что нижний соединительный компонент (5) дополнительно содержит

(а) райзер или

(б) вертикальный трубопровод; или

(в) каркас; или

(г) элемент для транспортирования флюидов, установленный внутри указанного нижнего соединительного компонента и предпочтительно выполненный настраиваемым по высоте в зависимости от подъемного усилия, создаваемого камерой (9) с регулируемой плавучестью.

4. Система по п.1, отличающаяся тем, что нижний соединительный компонент связан с одним или более поперечными стабилизаторами (6), причем

(а) один или более поперечных стабилизаторов (6) представляют собой регулируемые поперечные стабилизаторы или

(б) один или более поперечных стабилизаторов (6) связаны с одним или более натяжных тросов (7), причем

(i) в состав одного или более натяжных тросов (7) входит один индивидуально регулируемый натяжной трос или входят индивидуально регулируемые натяжные тросы или

(ii) один или более натяжных тросов (7) связаны с одним или более якорями (8).

5. Система по п.2, отличающаяся тем, что одна или более камер (9) с регулируемой плавучестью выполнены в виде камер, имеющих приближенно кольцевую форму, причем нижний соединительный компонент (5) проведен в осевом направлении через полость, сформированную в одной из камер с регулируемой плавучестью, имеющей приближенно кольцевую форму.

6. Система по п.2, отличающаяся тем, что одна или более камер (9) с регулируемой плавучестью содержат внутренние отсеки.

7. Система по п.1, отличающаяся тем, что камера (9) с регулируемой плавучестью содержит

(а) балласт в виде текучей среды, предпочтительно в виде сжатого газа или

(б) впускной клапан для подачи в камеру балласта, причем впускной клапан связан (i) с одной или более разъемными линиями и с дистанционно управляемым подвижным аппаратом или (ii) с насосом, или (iii) с компрессором; или

(в) выпускной клапан для удаления из камеры балласта, причем выпускной клапан связан (i) с одной или более разъемными линиями и с дистанционно управляемым подвижным аппаратом или (ii) с насосом, или (iii) с компрессором.

8. Система по п.1, отличающаяся тем, что камера (9) с регулируемой плавучестью

(а) связана с одним или более натяжными тросами (10), причем

(i) в состав одного или более натяжных тросов (10) входит один индивидуально регулируемый натяжной трос или входят индивидуально регулируемые натяжные тросы или

(ii) один или более натяжных тросов (10) связаны с одним или более якорями; или

(б) функционально связана с компонентом (11), воспринимающим вертикальное натяжение и предпочтительно функционально связанным со средством измерения натяжения, предпочтительно содержащим динамометрический датчик; или

(в) погружена в воду на глубину 30-100 м; или

(г) погружена в воду на глубину менее 30 м; или

(д) погружена в воду на глубину более 100 м; или

(е) связана с верхним компонентом для перекрытия скважины, предпочтительно содержащим (i) шариковый клапан или (ii) противовыбросовый превентор, предпочтительно снабженный срезной плашкой; или

(ж) связана с верхним соединительным компонентом (12), который предпочтительно связан с головкой (14) скважины, предпочтительно содержащей (i) устьевую эксплуатационную арматуру или (ii) противовыбросовый превентор, или (iii) и устьевую эксплуатационную арматуру, и противовыбросовый превентор.

9. Система по п.1, отличающаяся тем, что головка (14) скважины, установленная над камерой (9) с регулируемой плавучестью, расположена над уровнем поверхности воды.

10. Способ установки и поддерживания в заданном положении системы морской разведки и добычи, включающий следующие операции:

(а) устанавливают обсадную колонну (2) в подводную скважину и

(б) устанавливают нижний соединительный компонент (5) между указанной обсадной колонной (2) и камерой (9) с регулируемой плавучестью.

11. Способ по п.10, отличающийся тем, что дополнительно включает следующие операции:

(а) одну или более камер (9) с регулируемой плавучестью связывают с обсадной колонной (2) и предпочтительно цементируют обсадную колонну (2) внутри скважины (3), пробуренной в поверхности морского дна,

(б) между камерой (9) с регулируемой плавучестью и нижним соединительным компонентом (5) устанавливают компонент (4) для перекрытия скважины, причем используют компонент (4) для перекрытия скважины, содержащий

(i) один или более шариковых клапанов, или

(ii) противовыбросовый превентор, предпочтительно снабженный срезной плашкой, или

(iii) крепежный элемент для прикрепления указанного компонента к приемному элементу, имеющемуся на нижнем соединительном компоненте (5), или

(iv) приемный элемент для взаимодействия с крепежным элементом, имеющимся на нижнем соединительном компоненте (5).

12. Способ по п.10, отличающийся тем, что установка нижнего соединительного компонента (5) дополнительно включает

(а) установку райзера или

(б) установку вертикального трубопровода; или

(в) установку каркаса; или

(г) установку внутри указанного нижнего соединительного компонента элемента для транспортирования флюидов, причем длину одного или более натяжных тросов регулируют для настройки положения элемента для транспортирования флюидов по высоте; или

(д) связывание нижнего соединительного компонента с одним или более поперечными стабилизаторами (6), причем

(i) нижний соединительный компонент (5) связывают с одним или более регулируемыми поперечными стабилизаторами или (ii) один или более поперечных стабилизаторов (6) связывают с одним или более натяжными тросами (7), предпочтительно с одним или более регулируемыми натяжными тросами, или один или более натяжных тросов (7) связывают с одним или более якорями (8).

13. Способ по п.11, отличающийся тем, что дополнительно включает следующие операции:

(а) устанавливают одну или более камер (9) с регулируемой плавучестью, выполненных в виде камер, имеющих приблизительно кольцевую форму, и предпочтительно проводят нижний соединительный компонент (5) в осевом направлении через полость, сформированную в одной или более камер с регулируемой плавучестью, имеющих приблизительно кольцевую форму; или

(б) устанавливают одну или более камер (9) с регулируемой плавучестью, содержащих внутренние отсеки.

14. Способ по п.10, отличающийся тем, что устанавливают камеру (9) с регулируемой плавучестью, содержащую

(а) балласт в виде текучей среды, предпочтительно сжатый газ; или

(б) впускной клапан для подачи в нее балласта, причем

(i) впускной клапан связывают с одной или более разъемными линиями и с дистанционно управляемым подвижным аппаратом или

(ii) впускной клапан связывают с насосом, или

(iii) впускной клапан связывают с компрессором; или

(в) выпускной клапан для выпуска из нее балласта, причем

(i) выпускной клапан связывают с одной или более разъемными линиями и с дистанционно управляемым подвижным аппаратом или

(ii) выпускной клапан связывают с насосом, или

(iii) выпускной клапан связывают с компрессором.

15. Способ по п.10, отличающийся тем, что камеру (9) с регулируемой плавучестью

(а) связывают с одним или более натяжными тросами (10), причем

(i) камеру (9) с регулируемой плавучестью связывают с одним или более натяжными тросами, допускающими индивидуальную регулировку, или

(ii) связывают один или более натяжных тросов (10) с одним или более якорями; или

(б) связывают с компонентом (11), воспринимающим вертикальное натяжение, который предпочтительно функционально связывают со средством измерения натяжения, причем функционально связывают компонента, воспринимающего вертикальное натяжение, со средством измерения натяжения, включает использование средства измерения натяжения в виде динамометрического датчика; или

(в) погружают в воду на глубину 30-100 м; или

(г) погружают в воду на глубину менее 30 м; или

(д) погружают в воду на глубину более 100 м; или

устанавливают головку (14) скважины над камерой (9) с регулируемой плавучестью, располагая указанную головку (14) над уровнем поверхности воды; или связывают камеру (9) с регулируемой плавучестью с компонентом (4) для перекрытия скважины, предпочтительно содержащим (i) шариковый клапан или (ii) противовыбросовый превентор, предпочтительно снабженный срезной плашкой, или связывают камеру (9) с регулируемой плавучестью с верхним соединительным компонентом (12), предпочтительно связанным с головкой (14) скважины, причем верхний соединительный компонент предпочтительно дополнительно связывают (i) с противовыбросовым превентором или (ii) с устьевой эксплуатационной арматурой, или (iii) и с устьевой эксплуатационной арматурой, и с противовыбросовым превентором.

16. Применение системы для морской разведки и добычи, содержащей

(а) обсадную колонну (2), установленную в подводную скважину,

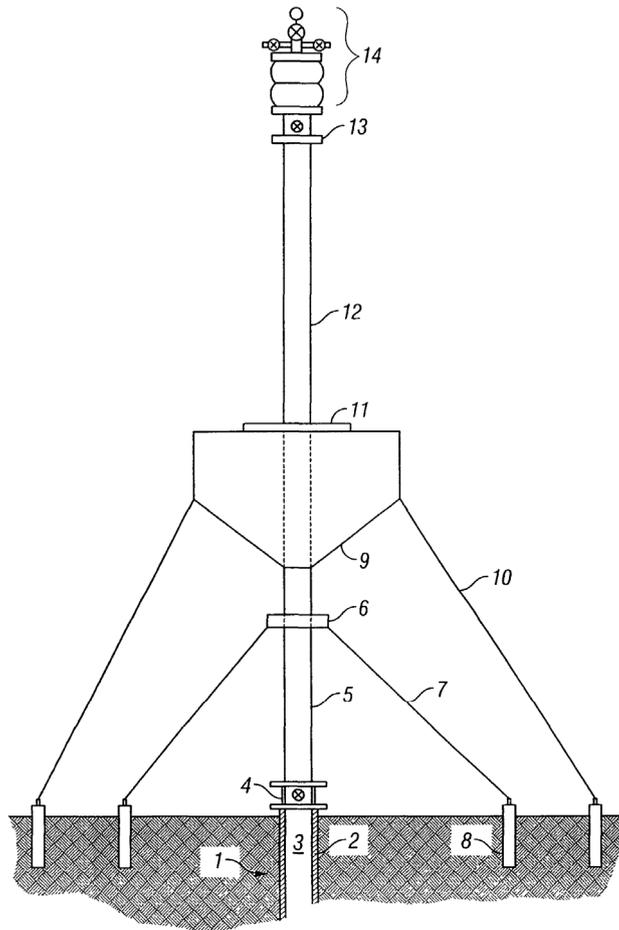
(б) камеру (9) с регулируемой плавучестью и

(в) нижний соединительный компонент (5), установленный между обсадной колонной (2) и камерой (9) с регулируемой плавучестью, для разведки и добычи нефти и газа.

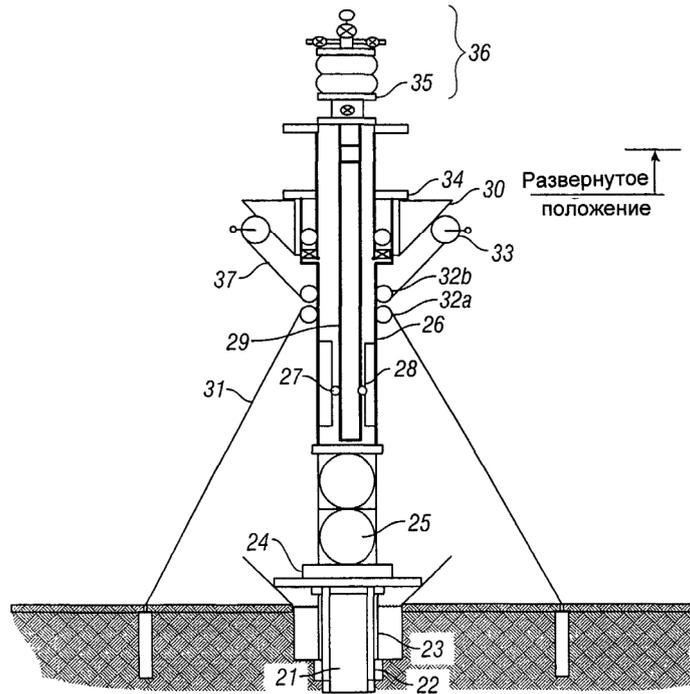
17. Нефть и газ, добытые с использованием способа установки и поддержания в заданном положении системы морской разведки и добычи, включающего следующие операции:

(а) устанавливают обсадную колонну (2) в подводную скважину и

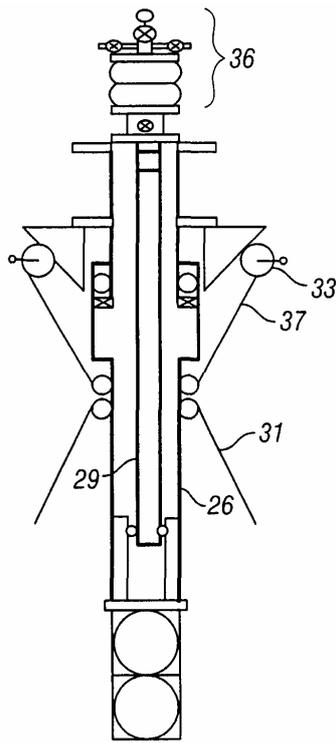
(б) устанавливают нижний соединительный компонент (5) между указанной обсадной колонной (2) и камерой (9) с регулируемой плавучестью.



Фиг. 1



Фиг. 2А



Фиг. 2В

