



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

G01V 1/3808 (2018.08); G01V 1/3852 (2018.08); G01V 2210/1427 (2018.08)

(21)(22) Заявка: 2018114200, 17.04.2018

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
17.04.2018Дата регистрации:
17.06.2019

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 17.04.2018

(45) Опубликовано: 17.06.2019 Бюл. № 17

Адрес для переписки:

629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул.
Геологоразведчиков, 9, ООО "Газпром добыча
Ямбург" (для М.Е. Пысь)

(72) Автор(ы):

Богоявленский Василий Игоревич (RU),
Арабский Анатолий Кузьмич (RU),
Арно Олег Борисович (RU),
Меркулов Анатолий Васильевич (RU),
Мионов Владимир Валерьевич (RU),
Балканов Владимир Владимирович (RU),
Кирсанов Сергей Александрович (RU),
Богоявленский Игорь Васильевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
"Газпром добыча Ямбург" (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2540005 C1, 27.01.2015. RU
2562747 C1, 10.09.2015. RU 2539745 C1,
27.01.2015. RU 2388022 C1, 27.04.2010. US
20080123467 A1, 29.05.2008. US 20150101420
A1, 16.04.2015.

(54) СПОСОБ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ОБРАЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АКВАТОРИЯХ

(57) Реферат:

Изобретение относится к области геофизики и может быть использовано для контроля, оптимизации и повышения безопасности разработки месторождений углеводородов на акваториях Арктики и других морей. Предложен способ оперативного мониторинга образования техногенных залежей углеводородов в процессе эксплуатации акваториальных месторождений углеводородов в Арктике, включающий проведение трехмерной сейсморазведки на стадии разведки месторождения. По результатам ее данных осуществляют построение модели резервуара, прогнозируют ориентацию систем субвертикальных трещин и потенциальных слоев-коллекторов техногенных залежей углеводородов, которые могут образовываться в процессе эксплуатации месторождения. Исходя

из этого и условия регистрации в первых вступлениях преломленных волн от сейсмического горизонта, расположенного ниже потенциальной техногенной залежи, рассчитывают удаление от источников упругих колебаний, расположение стационарных сейсмокос и минимально необходимое число сейсмоприемников в них. В процессе обустройства месторождения размещают стационарные сейсмокосы на дне акватории над месторождением в местах, определенных при проектировании, с заглублением ниже уровня дна на глубину не менее максимально возможного уровня экзарации ледовыми торосами и стамухами. В процессе эксплуатации месторождения с заданной периодичностью производят регистрацию сейсмотрасс с упругими

колебаниями, возбуждаемыми искусственными источниками или группами источников. Эти источники размещают на буровых или эксплуатационных платформах, а также искусственных островах. При необходимости, с соответствующим обоснованием, источники упругих колебаний размещают и в специально пробуренных неглубоких скважинах, помещаемых, например, в контрольные точки геодезического полигона разрабатываемого месторождения. Контроль флюидозамещений в месторождении углеводородов и окружающей среде осуществляют по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний при обработке сейсмотрасс в условиях, близких к реальному времени. При этом определяют пространственную миграцию углеводородных флюидов и положение формирующихся техногенных залежей. В случае

если месторождение разрабатывается одновременно с нескольких добычных установок (ледостойких платформ и блок-кондукторов), группы сейсмокос и источники упругих колебаний размещают около каждой добычной установки. При этом в процессе эксплуатации месторождения, в каждом цикле испытаний осуществляют поочередное возбуждение упругих колебаний на добычных установках и регистрируют упругие колебания, которые передают в единый центр комплексной обработки данных. Технический результат - повышение эффективности и безопасности разработки месторождения углеводородов на акваториях, а так же исключение потенциальных безвозвратных потерь добываемых углеводородов за счет заколонных перетоков и образования техногенных залежей. 1 з.п. ф-лы.

R U 2 6 9 1 6 3 0 C 1

R U 2 6 9 1 6 3 0 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

G01V 1/3808 (2018.08); *G01V 1/3852* (2018.08); *G01V 2210/1427* (2018.08)(21)(22) Application: **2018114200, 17.04.2018**(24) Effective date for property rights:
17.04.2018Registration date:
17.06.2019

Priority:

(22) Date of filing: **17.04.2018**(45) Date of publication: **17.06.2019** Bull. № 17

Mail address:

**629306, YANAO, g. Novyj Urengoj, ul.
Geologorazvedchikov, 9, OOO "Gazprom dobycha
Yamburg" (dlya M.E. Pys)**

(72) Inventor(s):

**Bogoyavlenskij Vasilij Igorevich (RU),
Arabskij Anatolij Kuzmich (RU),
Arno Oleg Borisovich (RU),
Merkulov Anatolij Vasilevich (RU),
Mironov Vladimir Valerevich (RU),
Balkanov Vladimir Vladimirovich (RU),
Kirsanov Sergej Aleksandrovich (RU),
Bogoyavlenskij Igor Vasilevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"Gazprom dobycha Yamburg" (RU)**(54) **HYDROCARBONS TECHNOGENIC DEPOSITS FORMATION SEISMIC MONITORING METHOD DURING THE HYDROCARBON DEPOSITS ON WATER BODIES EXPLORATION AND DEVELOPMENT**

(57) Abstract:

FIELD: geophysics.

SUBSTANCE: invention relates to the field of geophysics and can be used for the hydrocarbon deposits development in the Arctic and other seas waters monitoring, optimization and the safety improvement. Proposed is the technogenic hydrocarbon deposits formation operational monitoring method during the aquatic hydrocarbon deposits operation in the Arctic region, including the three-dimensional seismic exploration performance at the deposit exploration stage. According to its data results, performing the reservoir model construction, predicting the sub-vertical cracks systems and the technogenic hydrocarbon deposits potential reservoir layers orientation, which can be formed during the field operation. Based on this and the refracted waves registration condition from the seismic horizon first arrivals, located below the potential technogenic reservoir, calculating the distance from the elastic oscillations sources, the of the stationary seismic mowers location and the seismic receivers therein minimum required number. In the process of the deposit arrangement, placing the stationary seismic mowers at

the water area bottom above the deposit in the determined during the design places, with deepening below the bottom level to a depth of at least the maximum possible level of extraction by ice ridges and hummocks. In the course of field exploitation, performing the seismic traces with elastic oscillations excited by artificial sources or groups of sources recording at the specified frequency. These sources are placed on drilling or production platforms, as well as on the artificial islands. If necessary, with appropriate justification, the elastic oscillations sources are placed in specially drilled shallow wells, placed, for example, in the developed field geodetic providing ground control points. Fluid substitutions in the hydrocarbon field and the environment monitoring is carried out by the dynamic and kinematic changes in the recorded oscillations during the seismic traces processing under close to the real time conditions. At that, determining the hydrocarbon fluids spatial migration and the emerging technogenic deposits position. In case if the field is developed simultaneously from several mining installations (ice-resistant platforms and wellhead

platforms), groups of seismic mowers and the elastic oscillations sources are located near each mining installation. At that, during the field operation, in each test cycle, performing the elastic oscillations alternate excitation at mining installations and recording the elastic oscillations, which are transmitted to the integrated data processing single center.

EFFECT: technical result is increase in the hydrocarbon field development in water areas efficiency and safety, as well as the elimination of the produced hydrocarbons potential irretrievable losses due to behind-the-casing flows and the technogenic deposits formation.

1 cl

R U 2 6 9 1 6 3 0 C 1

R U 2 6 9 1 6 3 0 C 1

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, в частности к области геофизики и может быть использовано для контроля, оптимизации и повышения безопасности разработки месторождений углеводородов на акваториях Арктики и других морей.

5 Известен способ сейсмического мониторинга разработки месторождений углеводородов на акваториях, включающий проведение трехмерной сейсморазведки и построение по ее данным модели резервуара, прогнозирование ориентации систем субвертикальных трещин, размещение на дне акватории над месторождением стационарных сейсмокос, регистрацию сейсмотрасс с упругими колебаниями, возбуждаемыми искусственными источниками или группами источников с перемещающегося судна и контроль флюидозамещений в месторождении углеводородов и окружающей среде по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний при обработке сейсмотрасс [См. Smit F., Ligendag M., Wills P., Calvert R. Towards Affordable Permanent Seismic Reservoir Monitoring Using the Sparse OBC Concept. 10 Exploration and production: the oil and gas review, 2006, p. 56-62.].

15 Существенным недостатком известного способа является то, что для реализации сейсмического мониторинга возникает необходимость периодического привлечения судна с источниками упругих колебаний, что делает работы дорогостоящими. Естественное желание осуществлять мониторинг как можно чаще находится в конфликте с бюджетом данных исследований. В связи с этим отсутствует возможность реагирования на происходящие процессы в коллекторах в условиях, близких к реальному времени. Кроме того, несмотря на современную навигацию, сохраняется небольшая погрешность в позиционировании судна с источниками упругих колебаний, обусловленная инерционностью движения судна, что привносит погрешность в результаты 20 мониторинга. Кроме того, в условиях Арктики в процессе ледостава, ледохода и длительной зимы данный способ практически не применим, в результате чего ни о какой оперативности контроля не может быть и речи.

Наиболее близким к описываемому изобретению является способ сейсмического мониторинга разработки месторождений углеводородов на акваториях, включающий 25 проведение трехмерной сейсморазведки и построение по ее данным модели резервуара, прогнозирование ориентации систем субвертикальных трещин, размещение на дне акватории над месторождением одной или нескольких стационарных сейсмокос, регистрацию сейсмотрасс с упругими колебаниями, возбуждаемыми искусственными источниками или группами источников с буровых или эксплуатационных платформ, а также искусственных островов или из специально пробуренных неглубоких скважин, контроль флюидозамещений в месторождении углеводородов и окружающей среде по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний при обработке сейсмотрасс в условиях, близких к реальному времени, определяют пространственную миграцию углеводородных флюидов и положение формирующихся техногенных залежей. 30 [См. патент РФ №2540005 «Способ сейсмического мониторинга разработки месторождений углеводородов на акваториях»].

45 Существенным недостатком известного способа является то, что стационарные сейсмокосы, размещаемые на дне акватории над месторождением при небольших глубинах, характерных, в частности для Обской и Тазовской губ, будут периодически повреждаться торосами и стамухами при ледоходе и подвижке ледовых полей в зимний период. А так же, стационарные сейсмокосы для регистрации сейсмотрасс с упругими колебаниями для месторождений с большой площадью лицензионного участка требуют использования большого числа сейсмоприемников, что значительно повышает

стоимость стационарной системы наблюдений. Кроме того, большое число сейсмоприемников выдает значительный объем избыточной информации, затрудняющей оперативный контроль за разработкой месторождения и приема необходимых управляющих решений в случае появления заколонных перетоков добываемых углеводородов и начала образования техногенных залежей, приводящих к значительному снижению потенциала их конечной добычи.

Технической задачей, на решение которой направлено описываемое изобретение, является повышение эффективности и безопасности разработки месторождения углеводородов на акваториях, а так же исключение потенциальных безвозвратных потерь добываемых углеводородов за счет заколонных перетоков и образования техногенных залежей, а так же минимизация стоимости стационарной системы наблюдения и контроля.

Поставленная техническая задача решается за счет того, что способ оперативного мониторинга образования техногенных залежей углеводородов в процессе эксплуатации экваториальных месторождений углеводородов в Арктике включает проведение трехмерной сейсморазведки на стадии разведки месторождения. По результатам полученных данных строят модель резервуара, прогнозируют ориентацию систем субвертикальных трещин и потенциальных слоев-коллекторов техногенных залежей углеводородов, которые могут образовываться в процессе эксплуатации месторождения. Исходя из этого и условия регистрации в первых вступлениях преломленных волн от сейсмического горизонта, расположенного ниже потенциальной техногенной залежи рассчитывают удаление от источников упругих колебаний, расположение стационарных сейсмокос и минимально необходимое число сейсмоприемников в них. В процессе обустройства месторождения размещают стационарные сейсмокосы на дне акватории над месторождением в местах, определенных при проектировании, с заглублением ниже уровня дна на глубину, превышающую максимально возможный уровень экзарации ледовыми торосами и стамухами. В процессе эксплуатации месторождения с заданной периодичностью производят регистрацию сейсмотрасс с упругими колебаниями, возбуждаемыми искусственными источниками или группами источников. Эти источники размещают на буровых или эксплуатационных платформах, а также искусственных островах. При необходимости, с соответствующим обоснованием, источники упругих колебаний размещают и в специально пробуренных неглубоких скважинах.

Контроль флюидозамещений в месторождении углеводородов и окружающей среде осуществляют по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний отраженных и преломленных волн при обработке сейсмотрасс в условиях, близких к реальному времени. При этом определяют пространственную миграцию углеводородных флюидов и положение формирующихся техногенных залежей.

В случае если месторождение разрабатывается одновременно с нескольких добычных установок (платформ и блок-кондукторов), группы сейсмокос и источники упругих колебаний размещают около каждой добычной установки. При этом в процессе эксплуатации месторождения, в каждом цикле испытаний осуществляют поочередное возбуждение упругих колебаний на добычных установках и их регистрацию всеми сейсмокосами, с последующей передачей записей в единый центр комплексной обработки данных.

Эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений зависит от точности и детальности трехмерных построений геологической и гидрогеологической моделей среды, регулярно актуализируемых на базе данных, получаемых при стандартных и специальных газодинамических исследованиях скважин, геофизических

(например, гравиметрических, сейсмометрических и др.) измерениях на территории месторождения. Надежность, достоверность и информативность результатов сейсмического мониторинга в значительной степени зависят от возможности проведения повторных возбуждений и регистрации упругих колебаний из одинаковых пунктов, соответственно, возбуждения и приема колебаний. Добиться этого можно только при установке стационарных сейсмоков на дне.

Такое оборудование было установлено и успешно применяется за рубежом на ряде месторождений. В 2003 г. на месторождении Valhall, разрабатываемом с 1982 г., были установлены 120 км стационарных сейсмоков LoFS, после чего до 2012 г. было выполнено 15 повторных съемок с возбуждением упругих колебаний с приходящего судна с пневмоисточниками. Сравнительная обработка старых и новых данных 3D позволила: выявить специфику замещения флюидов в залежи, оптимизировать процесс разработки, поднять уровень добычи в 2004 г. более чем на 20% и продлить жизнь месторождения до 2050 г. Такие исследования проводятся на ряде месторождений суши (Lak во Франции), Северного и Баренцева морей (норвежские Sleipner, Gullfaks и др.) [См. Smit F., Ligtendag M., Wills P., Calvert R. Towards Affordable Permanent Seismic Reservoir Monitoring Using the Sparse OBC Concept. Exploration and production: the oil and gas review, 2006, p.56-62.; Eiken J., Ringrose P., Hermanrud C. at all. Lessons learned from 14 years of CCS Operations; Sleipner, In Salah and Snohvit. 10th International Conference on Greenhouse Gas Technologies, 19-23 Sept. 2010, Amsterdam, www.sciencedirect.com].

Одна из серьезных проблем разработки месторождений заключается в том, что при бурении скважин и в процессе добычи углеводородов возможны перетоки флюидов по открытому стволу скважины или затрубному пространству между коллекторами различных структурных этажей. Последнее происходит, в частности, за счет некачественного цементационного пространства. Большое количество таких техногенных залежей и выходов газа на поверхность выявлено при разработке месторождений севера Западной Сибири, включая Ямбургское, Уренгойское и Заполярное нефтегазоконденсатные месторождения. [См. Райкевич СИ. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. - М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007, 247 с]. Здесь за счет негерметичности цементирования колонного пространства происходят перетоки углеводородов, приводящие к безвозвратной потере части продукта, ускоренному падению пластовых давлений и снижению коэффициентов извлечения газа и газового конденсата, формированию техногенных залежей ниже подошвы многолетнемерзлых пород в первоначально водоносных песчаниках (танамская и другие свиты) и выходу на поверхность в виде газовых грифонов. Особенно это сказывается при разработке глубоких залежей ачимовских и юрских отложений с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Тестирование качества цементационного пространства проводится акустическим каротажем вдоль ствола скважины, анализом термоаномалий и шумометрии колонных процессов. Однако такое тестирование требует остановки процесса добычи и не может служить методом оперативного контроля в условиях реального времени.

Указанные явления представляют особую опасность при освоении оффшорных месторождений. Углеводородные флюиды могут образовывать техногенные залежи с АВПД, прорываться через покрышки в донных отложениях и приводить к аварийным и катастрофическим выбросам, как это произошло в 2012 г. на месторождении Elgin в Северном море (оператор Total). Дополнительная опасность возникает на акваториях Арктики, где палеомерзлые породы могут играть роль временных покрышек для залежей газа и газогидрата.

Полноценный сейсмический мониторинг позволяет выявлять образующиеся техногенные залежи и, таким образом, проследить пути миграции углеводородов и места их аккумуляции в виде техногенных залежей [см. патент РФ №2540005]. Однако стоимость необходимого для его реализации оборудования и избыточность получаемой информации, требующей значительного времени на обработку для последующего выделения необходимой информации значительно усложняют и удорожают техническую реализацию его применения в условиях морского газодобывающего промысла. Но сейсмический мониторинг при использовании описываемого способа позволяет решать указанные задачи, автоматически исключая избыточную информацию, что непосредственно ведет к существенному повышению скорости ее обработки. Более того, значительное снижение числа стационарно установленных сейсмокос и сейсмоприемников существенно снижает стоимость устанавливаемого оборудования.

Описываемый способ оперативного мониторинга образования техногенных залежей углеводородов в процессе эксплуатации экваториальных месторождений углеводородов в Арктике включает проведение трехмерной сейсморазведки на стадии разведки месторождения. По ее данным осуществляют построение модели резервуара, прогнозируют ориентацию систем субвертикальных трещин и потенциальных слоев-коллекторов техногенных залежей углеводородов, которые могут образовываться в процессе эксплуатации месторождения. Исходя из этого и условия регистрации в первых вступлениях преломленных волн от сейсмического горизонта, расположенного ниже потенциальной техногенной залежи, рассчитывают удаление от источников упругих колебаний стационарных сейсмокос и минимально необходимое число сейсмоприемников в них. В процессе обустройства месторождения размещают стационарные сейсмокосы на дне акватории над месторождением в местах, определенных при проектировании, с заглублением ниже уровня дна на глубину не менее максимально возможного уровня экзарации ледовыми торосами и стамухами. В процессе эксплуатации месторождения с заданной периодичностью производят регистрацию сейсмотрасс с упругими колебаниями, возбуждаемыми искусственными источниками или группами источников. Эти источники размещают на буровых или эксплуатационных платформах, а также искусственных островах. При необходимости, с соответствующим обоснованием, источники упругих колебаний размещают и в специально пробуренных неглубоких скважинах, помещаемых, например, в контрольные точки геодезического полигона разрабатываемого месторождения.

Контроль флюидозамещений в месторождении углеводородов и окружающей среде осуществляют по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний при обработке сейсмотрасс в условиях, близких к реальному времени. При этом определяют пространственную миграцию углеводородных флюидов и положение формирующихся техногенных залежей.

В случае если месторождение разрабатывается одновременно с нескольких добычных установок (ледостойких платформ и блок-кондукторов), группы сейсмокос и источники упругих колебаний размещают около каждой добычной установки. При этом в процессе эксплуатации месторождения, в каждом цикле испытаний осуществляют поочередное возбуждение упругих колебаний на добычных установках и регистрируют упругие колебания, которые передают в единый центр комплексной обработки данных.

Заявляемое изобретение планируется использовать на газовых промыслах в акваториях Обской и Тазовской губ, которые будет обустривать и вести добычу ООО «Газпром добыча Ямбург».

Применение данного способа позволит оперативно выявлять момент начала

образования техногенных залежей и принять соответствующие управляющие решения по их ликвидации при минимальной стоимости стационарно устанавливаемого оборудования.

(57) Формула изобретения

5

1. Способ оперативного сейсмического мониторинга образования техногенных залежей углеводородов в процессе эксплуатации экваториальных месторождений углеводородов в Арктике, включающий проведение трехмерной сейсморазведки и построение по ее данным модели резервуара, прогнозирование ориентации систем субвертикальных трещин, размещение на дне акватории над месторождением одной или нескольких стационарных сейсмокос, регистрацию сейсмотрасс с упругими колебаниями, возбуждаемыми искусственными источниками или группами источников с буровых или эксплуатационных платформ, а также искусственных островов или из специально пробуренных неглубоких скважин, контроль флюидозамещений в месторождении углеводородов и окружающей среде по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний при обработке сейсмотрасс в условиях, близких к реальному времени, определение пространственной миграции углеводородных флюидов и положения формирующихся техногенных залежей, отличающийся тем, что сейсмокосы размещают с заглублением ниже уровня дна на глубину, превышающую максимально возможный уровень экзарации ледовыми торосами и стамухами, а их удаление от источников упругих колебаний задают из условия регистрации в первых вступлениях преломленных волн от сейсмического горизонта, расположенного ниже потенциальной техногенной залежи.

10

15

20

25

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что на месторождении, одновременно разрабатываемом с нескольких добычных установок (платформ и блок-кондукторов), группы сейсмокос и источники упругих колебаний размещают около каждой добычной установки, при этом поочередно возбуждают и регистрируют упругие колебания, которые передают в единый центр комплексной обработки данных.

30

35

40

45