

## **СПОСОБ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АКВАТОРИЯХ**

Патент РФ № 2540005

Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН.

Автор: Богоявленский Василий Игоревич

Изобретение относится к области геофизики и может быть использовано для контроля, оптимизации и повышения безопасности разработки месторождений углеводородов на акваториях Арктики и других морей. При реализации сейсмического мониторинга разработки месторождений углеводородов на акваториях проводят трехмерную сейсморазведку и строят по ее данным модель резервуара. Прогнозируют ориентацию систем субвертикальных трещин и размещают на дне акватории над месторождением стационарные сейсмокосы. Регистрируют сейсмотрассы с упругими колебаниями, возбуждаемыми искусственными источниками или группами источников, и контролируют процесс флюидозамещения в месторождении углеводородов и окружающей среде по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний при обработке сейсмотрасс. При этом источники упругих колебаний размещают в водной толще с буровых или эксплуатационных платформ, а также искусственных островов. При обработке сейсмотрасс в условиях, близких к реальному времени, при бурении скважин или в процессе эксплуатации месторождения определяют пространственную миграцию углеводородных флюидов и положение формирующихся техногенных залежей. Технический результат – повышение точности получаемых данных и, как следствие, повышение эффективности разработки месторождений углеводородов на акваториях.

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

Наиболее близким к описываемому изобретению является 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.

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 мониторинга.

Технической задачей описываемого изобретения является повышение эффективности и безопасности разработки месторождения углеводородов на акваториях.

Поставленная техническая задача решается за счет того, что в способе сейсмического мониторинга разработки месторождений углеводородов на акваториях, включающем 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, и контроль флюидозамещений в месторождении углеводородов и окружающей среде по динамическим и кинематическим изменениям регистрируемых колебаний при обработке сейсмотрасс, источники упругих колебаний размещают в водной толще с буровых или эксплуатационных платформ, а также искусственных островов, при обработке сейсмотрасс в условиях, близких к реальному времени, при бурении скважин или в процессе эксплуатации месторождения определяют пространственную миграцию углеводородных флюидов и положение формирующихся техногенных залежей, кроме того источники упругих колебаний помещают в специально пробуренную неглубокую скважину, а при разработке месторождений с платформ гравитационного типа или искусственных островов источники упругих колебаний помещают на самой платформе или на острове.

Известно, что эффективность разработки месторождений нефти и газа, особенно трудноизвлекаемых запасов из низкопроницаемых коллекторов, зависит от точности и детальности трехмерных построений геологической и гидрогеологической моделей среды. При построении последних особо важное значение играет ориентация субвертикальных трещин, по которым происходит ускоренное перемещение флюидов в процессе жизни месторождений и их разработки. Наиболее достоверные и точные гидрогеологические модели строятся по данным трехмерной сейсморазведки (3D), результатам геофизических исследований поисково-разведочных скважин и петрофизического анализа кернa.

При современной разведке и разработке месторождений нефти и газа на акваториях повсеместно применяется сейсморазведка 3D с плавающими сейсмокосами на этапе до бурения поисково-разведочных скважин или после бурения первой успешной скважины. Также широкое распространение получила сейсморазведка 3D с применением донных сейсмокос или донных автономных регистраторов, пространственная система наблюдений которой близка к полноазимутальной сейсморазведке 3D, применяемой на суше, что позволяет получить наиболее качественные результаты.

Сейсмический мониторинг (сейсморазведка 4D) применяется для выявления флюидозамещений (заводнение, закачивание газа и др.) в углеводородной залежи для оптимизации процесса ее разработки. Классическая технология 4D подразумевает комплексную обработку первичных (желательно до начала разработки месторождения) и новых данных 3D, полученных по одинаковым системам наблюдений с максимально приближенными параметрами возбуждения и регистрации колебаний. Пространственные положения зон флюидозамещения определяются путем сравнительной обработки новых и первичных сейсмических трасс с кинематическим и динамическим анализом зарегистрированных упругих колебаний (сейсмических сигналов), включающей получение разностных сеймотрасс, на которых эти зоны характеризуются появлением регулярных упругих колебаний, существенно превышающих по амплитуде общий фон слабых колебаний вне этих зон (в идеальном случае последние равны нулю). 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.

Наиболее прогрессивные технологии сейсмического мониторинга разработки месторождений связаны с применением донных сейсмокос с четырехкомпонентной регистрацией, что повышает его помехоустойчивость. При этом в ряде случаев сейсмокосы устанавливаются на все время разработки месторождения (LoFS – Life of Field Seismic) для передачи регистрируемых колебаний, возбуждаемых с судна, приходящего с периодом от трех месяцев до двух лет, по кабелям на ближайшую платформу или по радиоканалу в пункт сбора и обработки данных. 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 сейсмокос 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.).

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. Здесь за счет негерметичности цементирования заколонного пространства происходят перетоки углеводородов, приводящие к безвозвратной потере части

продукта, ускоренному падению пластовых давлений и снижению коэффициентов извлечения газа и нефти (на Лянторском месторождении коэффициент извлечения нефти равен 4.5%), 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 цементации проводится акустическим каротажем вдоль ствола скважины, анализом термоаномалий и шумометрии за колонной. Однако такое тестирование требует остановки процесса добычи и не может служить методом контроля в условиях, близких к реальному времени.

Перечисленные выше явления представляют особую опасность при освоении морских 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.

Сейсмический мониторинг при использовании описываемого способа может помочь выявить образующиеся техногенные залежи и, таким образом, проследить пути миграции углеводородов и места их аккумуляции в виде техногенных залежей.

Описываемый способ сейсмического мониторинга разработки месторождений углеводородов на акваториях позволяет получать детальную информацию о пространственных флюидозамещениях в коллекторах с начальной стадии освоения месторождения в условиях, близких к реальному времени. Технология подразумевает установку на дно стационарных сейсмокос (LoFS) до начала бурения эксплуатационных скважин. Места размещения на дне сейсмокос, количество линий и пунктов приема упругих колебаний задаются с учетом экономических соображений, но не менее чем необходимо для проведения сейсмического мониторинга 4D традиционными методами с периодическим привлечением судна с источником колебаний, если такие работы предусмотрены проектом разработки месторождения. Основная особенность предложенной технологии заключается в том, что для контроля возможных флюидоперетоков, обусловленных миграцией углеводородов вдоль стволов скважин с образованием техногенных залежей в первоначально обводненных коллекторах, в водной толще вблизи буровой или эксплуатационной платформы (у устья скважин) размещают стационарный источник упругих колебаний. Таким образом, не требуется привлечение судна, а возбуждение колебаний может производиться практически с любым временным периодом (каждую неделю, день, час, минуту), то есть в условиях, близких к реальному времени. Возбуждение и регистрация упругих колебаний обеспечивают получение сейсмограмм ОПВ (общий пункт возбуждения) с идеально сохраненным пространственным положением источников и приемников колебаний, что повышает эффективность и точность сейсмического мониторинга. При необходимости повышения его

помехоустойчивости применяются повторные возбуждения колебаний и накопление сейсмических трасс по ОПП (общий пункт приема).

На разностных сейсмотрассах, полученных традиционным путем, однократные и многократные отраженные волны от всех не затронутых флюидозамещением горизонтов будут взаимно подавляться, образуя фон слабых колебаний, близких к нулевому уровню. Появление ярко выраженных по амплитуде регулярных колебаний на разностных сейсмотрассах позволит выявить зоны образования и последующего развития техногенных залежей, включая горные породы около поверхности дна. Последние представляют непосредственную угрозу безопасности буровой или эксплуатационной платформы, которая может быть устранена вовремя принятыми мерами (например, бурение специальной скважины в техногенную залежь для ее ликвидации).

Пространственное положение техногенных залежей определяется при обработке сейсмограмм ОПВ по известным технологиям метода общей глубинной точки (МОГТ) с вводом кинематических поправок, полученных при стандартной обработке МОГТ куба данных первичной сейсморазведки 3D. При этом будут построены однократные сейсмические временные или глубинные разрезы.

Предлагаемый способ может быть унифицирован путем размещения источников упругих колебаний не в водной толще, а в специально пробуренной неглубокой скважине, а при разработке месторождений с платформ гравитационного типа или искусственных островов - на самой платформе или на острове. Кроме того, для дополнительного повышения надежности результатов упругие колебания можно возбуждать из различных фиксированных точек в пределах буровой или эксплуатационной платформы, а также острова.

Дополнительным важным преимуществом предлагаемой технологии является возможность уточнения анизотропных свойств среды с выявлением пространственной ориентации субвертикальных систем трещин, что достигается при анализе изменений площадной конфигурации техногенной залежи углеводородов. Ориентации преобладающей системы трещин будет соответствовать направление максимальной скорости движения границы техногенной залежи.