

УДК 622.242.4

РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS

Котельников Александр Сергеевич

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
9183315000@mail.ru

Kotel'nikov Alexander Sergeevich
masters' student.
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
9183315000@mail.ru

Аннотация. В статье показана разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений. Описаны морские буровые установки, самоподъёмная буровая платформа, полупогружные буровые платформы и буровые платформы гравитационного типа. Приведено оборудование и инструменты для бурения морских скважин. Рассмотрены процессы консервации морских скважин и ликвидация морских скважин, а также работы, выполняемые при ликвидации морских скважин, порядок оборудования устья морской скважины, опыт ликвидации морских скважин и техника безопасности при ликвидации аварий в бурении.

Annotation. The article shows the exploration and development of offshore oil and gas fields. We describe offshore drilling rigs, self-lifting drilling platform, semi-submersible drilling platforms and gravity-type drilling platforms. The equipment and tools for drilling of offshore wells are given. The processes of the conservation of offshore wells and the elimination of offshore wells, as well as the work carried out during the liquidation of offshore wells, the procedure for equipping the wellhead, the experience in the abandonment of offshore wells and safety measures during the liquidation of accidents in drilling are considered.

Ключевые слова: морские буровые установки; самоподъёмная буровая платформа; полупогружные буровые платформы; буровые платформы гравитационного типа; оборудование и инструменты для бурения морских скважин; консервация морских скважин; порядок оборудования устья морской скважины.

Keywords: offshore drilling rigs; self-lifting drilling platform; semi-submersible drilling platforms; gravity drilling platforms; equipment and tools for drilling of offshore wells; conservation of offshore wells; procedure for offshore well equipment.

Введение

Бурение – это процесс разрушения горных пород с помощью специальной техники. В настоящее время на долю нефти, добытой из морских месторождений, приходится около 30 % всей мировой продукции, а газа – ещё больше. Как люди добиваются до этого богатства?

Самое простое решение – на мелководье забивают сваи, на них устанавливают платформу, а на ней уже размещают буровую вышку и необходимое оборудование.

Другой способ – «продлить» берег, засыпав мелководье грунтом. Так, в 1926 году была засыпана Биби-Эйбатская бухта в районе Баку и на её месте создан нефтяной промысел.

После того как в Северном море были обнаружены большие залежи нефти и газа более полувека назад, родился смелый проект его осушения. Дело в том, что средняя глубина большей части Северного моря едва превышает 70 м, а отдельные участки дна покрыты всего лишь сорокаметровым слоем воды. Поэтому авторы проекта считали целесообразным с помощью двух дамб – через пролив Ла-Манш в районе Дувра, а также между Данией и Шотландией (длина более 700 км) – отсечь огромный участок Северного моря и откачать оттуда воду. К счастью, этот проект остался только на бумаге.

В 1949 году в Каспийском море в 40 км от берега была пробурена первая в СССР нефтяная скважина в открытом море. При бурении нефтяных и газовых скважин в глубоководных районах морей и океанов использовать стационарные платформы технически сложно и экономически невыгодно. Для этого случая созданы плавучие буровые установки, способные самостоятельно или с помощью буксиров менять районы бурения.

Различают самоподъёмные буровые платформы, полупогружные буровые платформы и буровые платформы гравитационного типа.

Морские буровые установки

В отличие от бурения на суше функциональная схема бурения морской скважины осложняется наличием толщи воды между устьем скважины и буровой установкой.

Выделяют следующие способы бурения скважин на акваториях:

- с морских стационарных платформ;
- гравитационных морских стационарных платформ;
- самоподъёмных буровых установок;
- полупогружных буровых установок;
- буровых судов.

Морская стационарная платформа – это буровое основание, опирающееся на дно акватории и возвышающееся над уровнем моря. Так как по окончании эксплуатации скважины МСП остаётся на месте сооружения, то схемой бурения морской скважины в отличие от схемы строительства наземной скважины предусмотрено наличие водоотделяющей колонны, изолирующей скважину от толщи воды и соединяющей подводное устье с буровой площадкой морской стационарной платформы. Устьевое оборудование (превенторы, головки обсадных колонн, устройство для отвода промывочной жидкости из скважины в системы очистки) монтируется также на МСП.

Для буксировки платформы к месту строительства скважины требуется четыре или пять буксиров. Обычно в буксировке МСП участвуют и другие вспомогательные суда (портовые тягачи, суда сопровождения и т.п.). В хорошую погоду средняя скорость буксировки составляет 1,5–2,0 уз/ч.

Гравитационная морская стационарная платформа – буровое основание, изготовленное из железобетона и стали. Она строится в глубоководных заливах и затем с помощью буксиров доставляется на точку бурения эксплуатационных и разведочных скважин. ГМСП предназначена не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки её танкерами к месту переработки. Платформа обладает большим весом, поэтому для удержания её на точке бурения не требуется дополнительных устройств.

После разработки месторождения производится консервация всех скважин, отсоединение установки от устьев скважин, отрыв её от морского дна и транспортировка на новую точку в пределах данной площади или в другой регион бурения и добычи нефти и газа. В этом заключается преимущество ГМСП перед МСП, которая после разработки месторождения остаётся в море навсегда.

Самоподъёмная плавучая буровая установка обладает достаточным запасом плавучести, что имеет большое значение для её транспортировки на точку бурения вместе с буровым оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. На месте бурения с помощью специальных подъёмных механизмов и опор устанавливают СПБУ на морское дно. Корпус установки поднимают над уровнем моря на недостижимую для морских волн высоту.

По способу монтажа превенторных устройств и способу соединения буровой площадки с подводным устьем скважины СПБУ аналогична МСП. Для обеспечения надёжности эксплуатации скважины обсадные колонны подвешивают под столом ротора. По завершении бурения и после освоения разведочной скважины устанавливают ликвидационные мосты и все обсадные колонны обрезают ниже уровня дна моря.

Полупогружная плавучая буровая установка состоит из корпуса, который включает в себя собственно буровую площадку с оборудованием и понтоны, соединённые с площадкой стабилизирующими колоннами. В рабочем положении на точке бурения понтоны заполняются расчётным количеством морской воды и погружаются на расчётную глубину под воду; при этом действие волн на платформу уменьшается. Так как ППБУ подвержена качке, то жёсткое соединение её с подводным устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны (райзера) невозможно. Поэтому для предотвращения разрушения связи устье – ППБУ в составе водоотделяющей колонны преду-

смотрены телескопическое соединение с герметизирующим узлом и герметичные шарнирные соединения ВОК. С плавсредством и подводным устьевым противовыбросовым оборудованием Герметичность подвижных элементов водоотделяющей колонны должна обеспечивать изоляцию скважины от морской воды и безопасность работ при допустимых условиях эксплуатации.

При строительстве глубоких морских нефтяных и газовых скважин используется буровое судно, на котором смонтировано всё буровое и вспомогательное оборудование, и находится необходимый запас расходного материала. На точку бурения БС идёт своим ходом, его скорость достигает 13 уз/ч (24 км/ч). Над точкой бурения судно удерживается с помощью динамической системы позиционирования, которая включает в себя пять подруливающих винтов и два ходовых винта, постоянно находящихся в работе.

Противовыбросовое подводное оборудование устанавливается на морское дно после постановки БС на точку бурения, оно связано с устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны с дивертором, двух шарнирных соединений и телескопического соединения для компенсации вертикальных и горизонтальных перемещений бурового судна в процессе строительства скважины.

Основным фактором, влияющим на выбор типа плавучих буровых средств, является глубина моря на месте бурения. До 1970 года самоподъёмные буровые установки использовались для бурения скважин при глубинах 15–75 м, в настоящее время – до 120 м и более. Плавучие установки полупогружного типа с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины применяются для производства геологоразведочных работ при глубинах акваторий до 200–300 м и более.

Буровые суда, благодаря более высокой маневренности и скорости перемещения, большей автономности по сравнению с ППБУ, используются при бурении поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах акваторий до 1500 м и более. Имеющиеся на судах большие запасы расходных материалов, рассчитанные на 100 дней работы установки, обеспечивают успешное бурение скважин, а большая скорость передвижения судна – быструю их перебазировку с пробуренной скважины на новую точку. В отличие от ППБУ для БС имеются большие ограничения в работе в зависимости от волнения моря. Так, при бурении вертикальная качка буровых судов допускается до 3,6 м, а для ППБУ – до 5 м. Так как ППБУ обладает большей устойчивостью (за счёт погружения нижних понтонов на расчётную глубину) по сравнению с буровыми судами, то вертикальная качка ППБУ составляет 20–30 % от высоты волны. Таким образом, бурение скважин с ППБУ осуществляют при значительно большем волнении моря, чем при бурении с БС. К недостаткам полупогружной плавучей буровой установки можно отнести малую скорость передвижения с пробуренной скважины на новую точку.

В мировой практике бурения большое значение уделяется вопросам классификации ПБС. По способу установки над скважиной в процессе бурения их подразделяют:

- на опирающиеся при бурении на морское дно (плавучие буровые установки самоподъёмного и погружного типов);
- производящие бурение в плавучем состоянии (полупогружные буровые установки и буровые суда).

Самоподъёмные плавучие буровые установки имеют большой корпус, запас плавучести которого обеспечивает буксировку установки к месту работы вместе с технологическим оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. При буксировке СПБУ опоры подняты, а на точке бурения они опускаются на дно и залавливаются в грунт. По этим опорам корпус установки поднимается на расчётную высоту над уровнем моря.

Самоподъёмная буровая платформа

Самоподъёмная буровая платформа (рис. 1) представляет собой плавучий понтон 1 с вырезом, над которым расположена буровая вышка. Понтон имеет трёх-, четырёх- или многоугольную форму. На ней размещаются буровое и вспомогательное оборудование, многоэтажная рубка с каютами для экипажа и рабочих, электростанция и склады. По углам платформы установлены многометровые колонны-опоры 2.

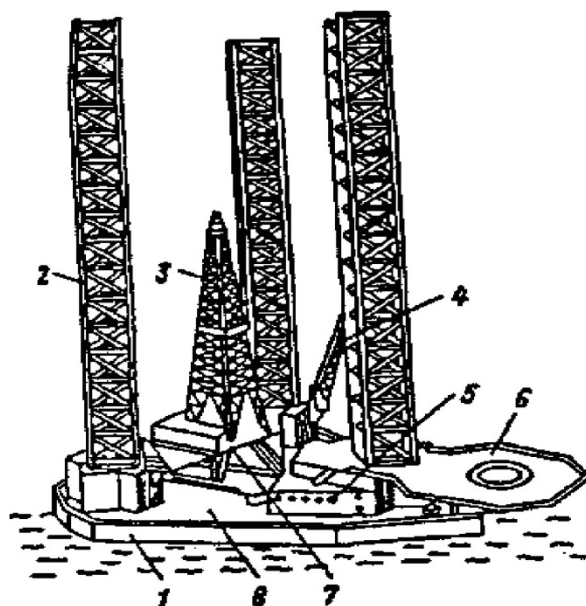


Рисунок 1 – Самоподъёмная буровая платформа в транспортном положении:
1 – плавучий понтон; 2 – подъёмная опора; 3 – буровая вышка; 4 – поворотный (грузовой) кран;
5 – жилой отсек; 6 – вертолётная площадка; 7 – подвышенный портал; 8 – главная палуба

В точке бурения с помощью гидравлических домкратов колонны опускаются, достигают дна, опираются на грунт и заглубляются в него, а платформа поднимается над поверхностью воды. После окончания бурения в одном месте платформу переводят в другое.

Надёжность установки самоподъёмных буровых платформ зависит от прочности грунта, образующего дно в месте бурения.

Полупогружные буровые платформы

Полупогружные буровые платформы (рис. 2) применяют при глубинах 300–600 м, где неприменимы самоподъёмные платформы. Они не опираются на морское дно, а плавают над местом бурения на огромных понтонах. От перемещений такие платформы удерживаются якорями массой 15 тонн и более. Стальные канаты связывают их с автоматическими лебёдками, ограничивающими горизонтальные смещения относительно точки бурения.

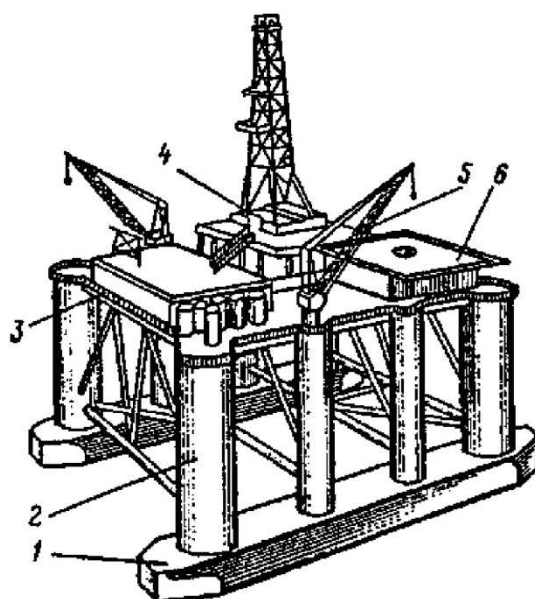


Рисунок 2 – Полупогружная буровая платформа:
1 – погружной понтон; 2 – стабилизационная колонна; 3 – верхний корпус;
4 – буровая установка; 5 – грузовой кран; 6 – вертолётная площадка

Недостатком полупогружных платформ является возможность их перемещения относительно точки бурения под воздействием вол.

Первые полупогружные платформы были несамоходными, и их доставляли в район работ с помощью буксиров. Впоследствии платформы были оборудованы гребными винтами с приводом от электромоторов суммарной мощностью 4,5 тысяч кВт.

Буровые платформы гравитационного типа

Более устойчивыми являются буровые платформы гравитационного типа. Они снабжены мощным бетонным основанием, опирающимся на морское дно. В этом основании размещаются не только направляющие колонны для бурения, но также ячейки-резервуары для хранения добытой нефти и дизельного топлива, используемого в качестве энергоносителя, многочисленные трубопроводы. Элементы основания доставляются к месту монтажа в виде крупных блоков.

Морское дно в месте установки гравитационных платформ должно быть тщательно подготовлено. Даже небольшой уклон дна грозит превратить буровую в Пизанскую башню, а наличие выступов на дне может вызвать раскол основания. Поэтому перед постановкой буровой «на точку» все выступающие камни убирают, а трещины и впадины на дне заделывают бетоном.

Все типы буровых платформ должны выдерживать напор волн высотой до 30 м, хотя такие волны и встречаются раз в 100 лет.

Оборудование и инструменты для бурения морских скважин

При бурении вращательным способом, как и сверлении отверстия в любом материале, необходимо, чтобы разрушающему инструменту (долоту, коронке, сверлу и т.п.) передавалось, во-первых, вращательное движение, во-вторых, нагрузка, обеспечивающая достаточный нажим на разрушаемый материал, а также созданы условия для удаления разрушенных частиц вещества (породы). Исходя из этого применяют оборудование для бурения скважин, состоящее из ротора, вертлюга с буровым шлангом, буровых насосов и силового привода. В случае если долота приводятся во вращение не с поверхности земли, а непосредственно на забое кроме перечисленного оборудования используют гидравлические забойные двигатели или электробурь.

Роторы применяют для передачи вращения колонне бурильных труб в процессе бурения, поддержания её на весу при спускоподъёмных операциях и вспомогательных работах.

Ротор – это редуктор, передающий вращение вертикально подвешенной колонне от горизонтального вала трансмиссии.

Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки возникающие в процессе бурения и при спускоподъёмных операциях. Внутренняя полость станины представляет собой масляную ванну. На внешнем конце вала ротора, на шпонке, может цепное колесо или полумуфта карданного вала. Стол ротора подшипниках качения. При отвинчивании долота или для предупреждения вращения бурильной колонны от действия неактивного момента ротор застопоривают защелкой или стопорным механизмом. При передаче вращения ротору от двигателя через лебедку скорость вращения ротора изменяют при помощи передаточных механизмов лебедки или же путём смены цепных колёс. Чтобы не связывать работу лебедки с работой ротора, в ряде случаев при роторном бурении применяют индивидуальный, т.е. не связанный с лебедкой, привод к ротору.

Вертлюг применяют для соединения талевого системы с бурильной колонной. Он обеспечивает, во-первых, вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и, во-вторых, подачу через нее промывочной жидкости. Все вертлюги имеют принципиально общую конструкцию. Вертлюг состоит из двух узлов – системы вращающихся и невращающихся деталей. Невращающуюся часть вертлюга подвешивают к подъёмному крюку, а к вращающейся части вертлюга подвешивают бурильную колонну. Для соединения с бурильным инструментом на нижний конец ствола вертлюга навинчивается переводник с левой резьбой. подача промывочной жидкости от неподвижной нагнета-

тельной линии к вертлюгу и далее к вращающимся бурильным трубам осуществляется при помощи гибкого резинового шланга (рукава).

Буровой шланг состоит из внутреннего резинового слоя, нескольких слоёв прокладок из прорезиненной ткани с соответственным числом промежуточных слоев резины, металлических плетенок и наружного слоя резины.

Консервация морских скважин

Скважины, находящиеся в стадии строительства (бурения или испытания), могут быть временно законсервированы по ряду причин. Например, дальнейшее проведение буровых работ с ПБУ невозможно из-за наличия подвижных ледовых полей, вследствие замерзания акваторий, при волнении моря, превышающем допустимые значения. Консервация скважин может быть обусловлена экономической целесообразностью перевода ПБУ с одного района работ на другие площади шельфа, где возможно выполнение определенного объема работ по бурению с последующей консервацией ствола скважины.

Все работы, связанные с консервацией ствола скважины, должны выполняться с учётом требований, изложенных ниже. Это позволит сократить время и материально-технические средства и, соответственно, повысить технико-экономические показатели буровых работ. Временная консервация скважин, находящихся в стадии строительства

Поисковые, параметрические и разведочные скважины, находящиеся в стадии строительства, могут быть временно законсервированы из-за невозможности дальнейшего проведения буровых работ с ПБУ по гидрометеорологическим условиям, несоответствия фактического геологического разреза проектному, ввиду закрытия района буровых работ гидрографической службой флота, геологической необходимости увеличения проектной глубины скважины или невозможности дальнейшего её углубления при установленном оборудовании, если углубление связано с необходимостью изменения первоначально утвержденного технического проекта, а также ввиду экономической целесообразности. Временной консервации подлежат скважины, продолжение строительства которых невозможно более пяти суток.

Срок временной консервации определяется производственным объединением исходя из технологической необходимости и технического состояния скважины, а также окончанием действия причин, вызвавших консервацию. Консервация скважин на срок свыше трех месяцев производится при наличии положительного заключения органов Госгортехнадзора.

На каждую временно консервируемую скважину составляется акт и разрабатывается план работ по консервации. Они согласовываются с соответствующими органами и утверждаются генеральным директором производственного объединения. Аналогично составляются акт и план работ по расконсервации скважины.

Для скважин, в открытой части ствола которых вскрыты пласты, содержащие во флюиде агрессивные компоненты, сроки и порядок временной консервации в каждом конкретном случае устанавливаются геологической службой объединения по согласованию с органами Госгортехнадзора. При составлении плана работ необходимо предусмотреть дополнительные меры по коррозионной защите обсадной колонны и оборудования устья скважины от коррозии, а также по обеспечению сохранности цементных мостов.

При консервации не опрессованных на герметичность давлением в соответствии с требованиями ГТН скважин со спущенными обсадными колоннами (кондуктор, техническая или эксплуатационная колонна), башмаки которых не вскрыты, цементный мост на устье скважины не устанавливается; в этом случае оно оборудуется каптажной головкой. При консервации скважин после изоляции испытанного объекта на устье дополнительно устанавливается цементный мост мощностью не менее 50 м. Информация о состоянии подводного устья на каждой временно консервируемой скважине представляется в соответствующую гидрографическую службу. В период всего срока временной консервации скважины осуществляются работы, предусмотренные планом на консервацию.

Порядок оборудования стволов и устьев консервируемых скважин

После испытания последнего объекта следует заполнить ствол скважины буровым раствором, обработанным ПАВ, для создания гидростатического давления на пласт на 10–15 % больше пластового. Затем необходимо установить цементный мост мощностью (высотой) 25 м на 20–30 м выше кровли перфорации объекта и по окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) испытать его на герметичность в соответствии с требованиями существующих нормативных документов. После этого следует промыть скважину и довести параметры бурового раствора до заданных в соответствии с требованиями ГТН; затем установить цементный мост на устье скважины мощностью не менее 50 м и по окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) испытать его разгрузкой инструмента 5–6 тонн и поднять защитную втулку колонной головки.

Отсоединить и поднять блок ППВО, поднять рабочий и установить консервационный акустический датчик в районе устья скважины, предварительно проверив его работоспособность. По окончании этих работ необходимо обследовать состояние устья и дна моря вокруг консервируемой скважины с целью обнаружения навигационных опасностей и составить акт водолазного осмотра устья скважины, после чего снять буровую установку с точки бурения. При временной консервации скважины, в открытом стволе которой отсутствуют газонефтеводонасыщенные объекты, необходимо:

- заполнить интервал открытого ствола скважины КСЖ, параметры которой соответствуют данным лаборатории буровых и тампонажных растворов;
- установить в башмаке последней обсадной колонны цементный мост мощностью не менее 25 м и по окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) испытать его на герметичность;
- привести параметры бурового раствора (в обсадной колонне) в соответствие с требованиями ГТН.

При временной консервации скважины, в открытом стволе которой имеются нефтегазоводонасыщенные объекты, необходимо:

- заполнить интервал открытого ствола скважины от забоя до кровли нефтегазонасыщенного объекта КСЖ, параметры которой соответствуют данным лаборатории буровых и тампонажных растворов;
- установить цементный мост не менее чем на 30 м выше кровли нефтегазоводонасыщенного объекта.

При наличии в скважине двух и более вскрытых нефтегазоводонасыщенных объектов их следует изолировать. Интервалы между цементными мостами в открытой части ствола заполнить КСЖ. По окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) произвести испытания цементных мостов на герметичность, параметры бурового раствора в обсадной колонне привести в соответствие с требованиями ГТН, предусмотренными для последнего интервала пробуренного ствола скважины.

В случае временной консервации скважины с оставлением на устье блока ППВО после установки цементного моста в башмаке последней обсадной колонны и приведения параметров бурового раствора в соответствие с требованиями ГТН следует поднять бурильную компоновку, загерметизировать устье глухими плашками превентора и поднять райзер. Кроме того, необходимо поднять рабочий и установить консервационный акустический датчик в районе устья скважины, предварительно проверив его работоспособность.

По окончании работ по консервации скважины геологической службой производственного объединения составляется «Справка о консервации скважины» с указанием устройств, позволяющих определить местонахождение подводного устья скважины.

Порядок проведения работ при расконсервации скважин, находящихся в стадии строительства.

Расконсервация скважин производится по плану, согласованному и утвержденному организациями, ранее согласовавшими и утвердившими план консервации, и только при наличии соответствующего разрешения от представителя военизированной отряда по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

Для проведения расконсервации необходимо доставить ПБУ в район работ и поставить её на точку бурения. Затем следует подготовить блок ППВО к работе в соответствии с инструкцией по её монтажу и эксплуатации, а также произвести осмотр устья скважины из колокола и при необходимости очистку колонной головки с помощью водолазов. Кроме того, нужно выполнить комплекс других подводно-технических работ на устье скважины в соответствии с планом работ, сняв при необходимости с устья каптажную головку. Затем необходимо осуществить спуск блока ППВО с райзером и состыковать его с устьем скважины, после чего произвести функциональную проверку всех систем ППВО, а также проверить герметичность стыковки опрессовкой на давление, соответствующее давлению опрессовки последней спущенной в скважину обсадной колонны, согласно требованиям ГТН.

Далее следует разбурить цементный мост на устье скважины (если он имеется) и измерить температуру в обсадной колонне. Перед разбуриванием цементного моста в башмаке колонны необходимо привести параметры бурового раствора в соответствие с требованиями ГТН по фактической глубине забоя скважины. После разбуривания цементных мостов произвести спуск бурильного инструмента с последующим вымывом КСЖ, не допуская смешивания её с активным объёмом бурового раствора; при этом следует постоянно осуществлять контроль за соответствием параметров бурового раствора требованиям ГТН.

При достижении забоя скважины продолжить дальнейшее углубление её ствола. В случае временной консервации скважины после соединения её устья с блоком ППВО проверить наличие давления в скважине, измерить температуру в обсадной колонне, собрать компоновку бурильной колонны и спустить её с промежуточными промывками до цементного моста в башмаке обсадной колонны.

Ликвидация морских скважин

На каждую скважину, пробуренную на шельфе арктических морей с плавучих буровых установок, составляется типовая проект по её ликвидации. Этот проект служит основанием для разработки индивидуальных планов проведения изоляционно-ликвидационных работ с учётом требований охраны недр и окружающей среда и составления сметной документации, связанной с проведением дополнительных работ.

Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине, подлежащей ликвидации, составляется и утверждается производственным объединением, согласовывается с гидрографической службой флота, рыбнадзором и бассейновой инспекцией Минводхоза.

При ликвидации скважин, расположенных на месторождениях, содержащих токсичные и агрессивные компоненты (сероводород и др.) или вскрывших напорные пласты, план проведения изоляционно-ликвидационных работ согласовывается также с военизированным отрядом по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Установка цементных мостов в ликвидируемых скважинах и их испытание должны производиться в присутствии представителя АВО.

При ликвидации скважин, вскрывших сероводородсодержащие объекты, работы выполняются по специальным планам, согласованным с органами Госгортехнадзора. В таких планах предусматриваются меры по предотвращению агрессивного воздействия сероводорода на колонны и цементные мосты. Осложнения и аварии, возникающие в процессе выполнения изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, ликвидируются по специальным планам.

В случаях появления выходов нефти, газа или пластовых вод в районе устья ликвидированных скважин, обнаруженных в процессе периодического обследования, производственное объединение принимает срочные меры по выявлению источника загрязнения и его ликвидации.

Ответственность за качественное выполнение изоляционно-ликвидационных работ возлагается на руководство ПБУ, за сохранность и периодичность обследования устьев и стволов ликвидированных скважин – на руководство производственного объединения.

Работы, выполняемые при ликвидации морских скважин

Ликвидируемые скважины должны быть заполнены буровым раствором с удельным весом, позволяющим создать на забое давление, которое на 15 % выше пластового (при отсутствии поглощения).

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны в интервалах залегания слабых газонефтеводонасыщенных объектов должны быть установлены цементные мосты. Высота каждого моста должна быть равна мощности (высоте) пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Цементный мост должен устанавливаться над кровлей верхнего объекта высотой не менее 50 м.

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны, в разрезе которой отсутствуют газонефтенасыщенные и водонапорные объекты, в башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м.

Если в разрезе скважины имеются газонефтеводонасыщенные объекты, частично или полностью перекрытые бурильным инструментом в результате аварии, то при установке цементного моста необходимо соблюдать следующие требования:

- при нахождении верхнего аварийного конца бурильного инструмента ниже газонефтеводонасыщенных объектов, опробование которых нецелесообразно, цементные мосты устанавливаются в соответствии с планом работ;
- при нахождении верхнего аварийного конца бурильного инструмента выше газонефтеводонасыщенных объектов и невозможности извлечения бурильных труб цементные мосты должны устанавливаться над аварийным концом бурильных труб высотой не менее 100 м и в башмаках последней обсадной колонны, связанной с устьем скважины, – не менее 50 м;
- при нахождении верхнего аварийного конца бурильных труб в последней обсадной колонне по возможности произвести отворот (отрыв) бурильного инструмента не менее чем на 50 м ниже башмака обсадной колонны и установить цементный мост высотой не менее 100 м (с входом в башмак обсадной колонны на высоту не менее 50 м).

При ликвидации скважины из-за деформации эксплуатационной колонны цементный мост должен устанавливаться в зоне деформации и выше её не менее чем на 50 м или над зоной деформации высотой не менее 100 м.

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной, выполнившей своё назначение, в ней должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м непосредственно над зоной фильтра последнего объекта с закачкой цементного раствора под давлением в эту зону (при приемистости пласта).

При ликвидации скважин, имеющих в конструкции промежуточные или эксплуатационные колонны, спущенные отдельными секциями, должны быть установлены цементные мосты в интервалах стыковки секций на 20–30 м ниже и выше мест стыковки.

При ликвидации скважин, в конструкции которых имеются спущенные хвостовики, за которыми цементный раствор полностью не поднят или не перекрыты башмаки предыдущих колонн, должны быть установлены цементные мосты на 20–30 м ниже и выше головы хвостовика.

Во всех ликвидируемых скважинах ив последней обсадной колонне, связанной с устьем скважины, должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м с расположением кровли цементного моста на 3–5 м ниже уровня дна моря.

Допускается извлечение промежуточных и эксплуатационных обсадных колонн из ликвидируемых скважин; при этом над головкой оставшейся части каждой извлекаемой обсадной колонны должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м.

Порядок оборудования устья морской скважины

При ликвидации скважин, пробуренных с ПБУ, необходимо обрезать все обсадные колонны ниже дна моря и заполнить устье скважины цементным раствором до уровня дна моря; при этом подвесные колонные головки и буровая плита поднимаются на борт ПБУ.

После снятия ПБУ с точки бурения следует обследовать дно с целью выявления навигационных подводных опасностей. Один экземпляр акта обследования должен быть передан в соответствующую гидрографическую службу.

После завершения работ по ликвидации скважины геологическая служба ПБУ должна составить «Справку о производстве ликвидационных работ на скважине», в которой необходимо указать:

- фактическое положение цементных мостов и результаты их испытаний;
- параметры жидкости, которой заполнен ствол скважины;
- расположение устья скважины и его оборудование;
- фактическую высоту части обсадной колонны, оставленной над уровнем дна моря;
- объём и состав незамерзающей жидкости в приустьевой части ствола скважины (в случае необходимости).

К справке прилагается один экземпляр акта обследования дна моря с целью обнаружения навигационных подводных опасностей.

Опыт ликвидации морских скважин

Работы включали в себя несколько этапов, при этом на многих возникали определенные проблемы.

Так, предварительный этап состоял из анализа геолого-технической информации, осмотра приустьевой части скважины с целью определения буферного, затрубного и межколонного давлений (МКД), а также обследования подводной части водоотделяющей колонны и поверхности дна вокруг ликвидируемой скважины на предмет грифообразований.

При анализе геолого-технической информации возникли трудности со сбором достоверных сведений по ликвидируемым скважинам (включая историю бурения и эксплуатации, данные о текущих и капитальных ремонтах, результаты геофизических исследований). При наличии МКД в скважине обязательно требуется проведение изоляционных работ, но традиционные приёмы изоляции не могут гарантировать необходимую надёжность изоляции во времени. Наконец, обследование подводной части водоотделяющей колонны и морского дна в приустьевой части скважины выполнялось водолазами – однако возможность таких работ ограничена глубиной шельфа и климатическими условиями района акватории.

Подготовительные работы – определение готовности ликвидируемой скважины, включая операции по оценке технического состояния, к проведению изоляционных работ в интервалах перфорации и открытом стволе, герметизации внутритрубного пространства с запылением консервационной жидкостью.

Проблема возникла и на этом этапе: герметизация ствола ликвидируемой скважины традиционной установкой цементных мостов с применением стандартных цементных растворов не может гарантировать качественной изоляции в течение длительного срока. Так, был исследован керновый материал, отобранный из цементных мостов ликвидированных более 10 лет назад скважин.

Далее традиционное применение консервационных жидкостей для заполнения внутрискважинного пространства, приготовленных на основе глинистых буровых растворов, не соответствует условиям ликвидации морских скважин. По результатам лабораторных анализов проб внутрискважинной жидкости, отобранных с разных глубин, установлено – глинистые и полимерглинистые растворы полностью теряют реологические и структурно-механические свойства после длительного срока консервации.

Консервационные жидкости на основе глинистых и полимерглинистых растворов подвержены микробиологической деструкции, что сопровождается повышением коррозионной активности и может привести к нарушению герметичности эксплуатационной колонны.

По данным лабораторных анализов, коррозионная активность исследованных проб жидкости составила 0,41 мм/год, что привело к уменьшению толщины стенки в некоторых интервалах с 11 до 5 мм, а также образованию сквозных коррозионных свищей.

Третий этап – собственно обрезка ПКОК изнутри на глубине 3–5 м ниже уровня дна (в соответствии с требованиями действующего законодательства) с применением гидравлических трубофрез, а также её извлечение, резка на части и утилизация.

Отмечена следующая проблема: технология обрезки ПКОК механическим способом с применением гидравлических трубофрез недостаточна эффективна и может быть реализована далеко не всегда. Данная процедура предусматривает последовательную обрезку и извлечение частей обсадных колонн. Опыт показал, что такой способ обрезки ПКОК эффективен при отсутствии цементного кольца между колоннами (выше точки обрезки). В противном случае необходимо предварительное последовательное обуривание извлекаемых частей обсадной колонны. Такие операции требуют значительного времени и не гарантируют результат, а в случае эксцентричного расположения труб в составе ПКОК они вообще невозможны.

Наконец, заключительный этап – изоляция приустьевой части ствола и установку репера.

Отметим, что существующий порядок маркировки скважин после их ликвидации аналогичен наземным скважинам, а это не соответствует специфике морских месторождений в части дальнейшего контроля и мониторинга технического состояния скважины.

Перспективы использования инновационных разработок

Их несколько:

- создание обобщенной пополняемой электронной базы данных по фонду скважин, содержащей достоверную информацию о конструкции, техническом состоянии, проведенных ремонтах и исследованиях;
- применение пластической перфорации при изоляции МКД в рамках подготовки скважин к ликвидации (общая площадь вскрытия при пластической перфорации составляет до 240 см² на погонный метр, что соизмеримо с площадью вскрытия 305 кумулятивных каналов диаметром 10 мм);
- создание специального технологического оборудования и роботизированной техники для подводных обследований водоотделяющих колонн и морского дна вокруг скважины;
- использование технологий расширяемых труб и набухающих эластомеров для повышения качества и надежности изоляции ствола скважины;
 - нужны также новые составы консервационных жидкостей, исключающие возможность биодegradации и возникновения коррозионной активности в течение длительного времени;
- применение для обрезки ПКОК технологии, реализующей принцип использования гидроабразивной струи высокого давления;
- разработка специальной процедуры маркировки ликвидированных морских скважин с использованием современного оборудования и координатной привязки к глобальным навигационным системам.

Техника безопасности при ликвидации аварий в бурении

Наиболее сложные аварии в бурении:

- прихват инструмента;
 - обрыв или слом инструмента;
 - заклинивание инструмента в суженной части ствола;
 - падение инструмента.
- Проверить исправность вышки, талевого системы контроль измерительных приборов;
- уберите с мостков и рабочей площадки ненужный инструмент и освободите проходы;
- проверьте наличие и исправность противопожарного инвентаря перед работами;
- проверьте перед сборкой ловильного инструмента его состояние и запишите основные размеры.

Использовать только обильный инструмент, который соответствует по своим техническим характеристикам виду аварии и геологическим условиям в скважине.

Заключение

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений отличаются от аналогичных работ на суше большой стоимостью и сложностью. Комплекс технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений состоит из большого количества типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений (стационарных платформ, буровых судов и т.д.), бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навигации и охраны окружающей среды.

При бурении с передвижных плавучих средств широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования. Это комплекс предназначен для направления в скважину бурильного инструмента и обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора.

Технология бурения морских нефтяных и газовых скважин в основном не отличается от бурения скважин на суше. Вместе с тем, самоплавучая буровая установка, буровое судно или полупогруженная плавучая буровая установка во время бурения перемещаются относительно подводного устьевого оборудования. Для компенсации вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения компенсируются водоотделяющей колонной (стояком). Циркуляционная система должна быть закрытой и замкнутой.

При бурении морских нефтяных и газовых скважин широко используют комплекс механизмов для автоматизации спускоподъёмных операций.

Для обслуживания работ в море применяют плавучие средства различного назначения (плавучие краны, морские буксиры и т.п.).

Литература:

1. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2006. – 412 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Мищевич В.И., Логунцов Б.М., Уманчик Н.П. Разведка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1978. – 206 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
16. Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений. – URL : http://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00419804_0.html
17. Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 51–53.
18. Вострикова М.А., Кашин Я.М., Шкода В.В. О загрязнении воздушного бассейна токсичными компонентами отработавших газов морских судов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 102–104.
19. Ильинский Д.А., Либерзон М.Р., Шаренков С.Б. Комплексный подход к проведению сейсморазведки на шельфе моря при помощи автономных самовсплывающих донных станций // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 111–113.
20. Кирпичев В.Е. Континентальный шельф: освоение морских месторождений России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 78–80.
21. Котельников А.С., Савенок О.В. Экологические риски при морской добыче нефти и газа // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 60–63.
22. Котельников А.С. Особенности морской добычи нефти // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 165–181.
23. Котельников А.С. Обоснование выбора конструкций скважин на основании геолого-промысловых и технологических особенностей разработки Кравцовского морского нефтяного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 255–272.
24. Матиев К.И., Самедов А.М., Ахмедов Ф.М. Исследование причины образования отложений на нефтепроводах глубоководных морских основаниях месторождения «Гюнешли» // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 122–123.
25. Рахматуллин Д.В., Четвериков А.А. К вопросу строительства многоствольных скважин на морских месторождениях нефти и газа // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 97–98.
26. Родионов В.П. Проблемы обрастания морских буровых установок, эксплуатируемых на континентальном шельфе // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 239–242.
27. Руденко М.Ф., Маринюк Б.Т. Применение криогенных технологий для предотвращения риска экологического загрязнения на реках и морях // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 265–269.

28. Семендуев М.М., Шкирман Н.П. Использование гравиметрических данных для оптимизации буровых работ на нефть и газ на основе геодинамического подхода (на примере Чокракских отложений юго-восточной части Азовского моря) // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 120–123.

References:

1. Bulatov A.I., Proselkov Y.M. Marine oil and gas facilities. Technique and technology of development and operation of oil and gas fields: a manual. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2006. – 412 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during the construction of the oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.
4. Bulatov, A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlavin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Mishchevich V.I., Loguntsov B.M., Umanchik N.P. Exploration and exploitation of the offshore oil and gas fields. – M. : Nedra Publishing House, 1978. – 206 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of the oil and gas fields : a manual. – Novochoerkassk : YurGPU (NPI), 2015. – 322 p.
12. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells : educational event. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a manual. – Novochoerkassk : Lik, 2014. – 374 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational health and safety during drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2016. – 290 p.
16. Exploration and development of offshore oil and gas fields. – URL : http://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00419804_0.html
17. Askerova R.I. On the wave impact on marine hydraulic structures // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas reservoirs. – Part 1. – P. 51–53.
18. Vostrikova M.A., Kashin Y.M., Shkoda V.V. On Air Pollution by Current-Sync Components of Exhaust Gases from Marine Vessels // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical technology and ecology in oil and gas industry. – P. 102–104.
19. Ilyinskiy D.A., Liberzon M.R., Sharenkov S.B. Complex approach to conducting seismic exploration on the sea shelf with the help of autonomous self-floating bottom stations // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 111–113.
20. Kirpichev V.E. Continental Shelf: Development of Russia's offshore fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 78–80.

21. Kotelnikov A.S., Savenok O.V. Ecological risks in offshore oil and gas production // Collection of the best scientific works of young scientists of the Kuban State Technological University, awarded at competitions; Editor-in-Chief, S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOU VPO KubGTU, 2018. – P. 60–63.

22. Kotelnikov A.S. Features of offshore oil production // Scientific journal of Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 4. – P. 165–181.

23. Kotelnikov A.S. Justification of well design selection on the basis of geological, field and technological peculiarities of Kravtsovskoye offshore oil field development // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 255–272.

24. Matiev K.I., Samedov A.M., Akhmedov F.M. Investigation of the cause of formation of sediments on the oil pipelines of deep-sea bases of the «Guneshli» field // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 122–123.

25. Rakhmatullin D.V., Chetverikov A.A. On the issue of construction of multilateral wells at offshore oil and gas fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 97–98.

26. Rodionov V.P. Problems of fouling of offshore drilling rigs operating on the continental shelf // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 239–242.

27. Rudenko M.F., Mariniuk B.T. Application of cryogenic technologies to prevent the risk of environmental pollution in rivers and seas // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publisher's House – South, 2018. – Vol. 5: Chemical Technology and Ecology in the Oil and Gas Industry. – P. 265–269.

28. Semyonduv M.M., Shkirman N.P. The use of gravimetric data for the optimization of drilling operations for oil and gas on the basis of the geodynamic approach (on the example of Chao-crack deposits of the southeastern part of the Azov Sea) // Bulatov Readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 120–123.