

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №2, Том 10 / 2018, No 2, Vol 10 <https://esj.today/issue-2-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/53NZVN218.pdf>

Статья поступила в редакцию 30.03.2018; опубликована 24.05.2018

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти // Вестник Евразийской науки, 2018 №2, <https://esj.today/PDF/53NZVN218.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Tasmukhanova A.E., Shigapova R.R. (2018). Features of the development of oil shelf deposits. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 2(10). Available at: <https://esj.today/PDF/53NZVN218.pdf> (in Russian)

УДК 550.8

**Тасмуханова Альфия Ерсайиновна**

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия  
Институт нефтегазового бизнеса  
Заместитель директора  
Кандидат экономических наук  
E-mail: [aetasm@mail.ru](mailto:aetasm@mail.ru)  
РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=618186](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=618186)

**Шигапова Розалина Раяновна**

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия  
Магистрант курса направления «Менеджмент»  
Профиль подготовки «Стратегический менеджмент»  
E-mail: [rozo4ka95@rambler.ru](mailto:rozo4ka95@rambler.ru)

## Особенности разработки шельфовых месторождений нефти

**Аннотация.** Проекты освоения месторождений на шельфе значительно отличаются от проектов разработки наземных месторождений. Типичные работы на шельфе определяются разнообразными факторами, включающими, в первую очередь, специфичные технологию и организацию эксплуатации и строительства объектов на море, заканчивая высокой стоимостью и уникальностью используемых технических средств.

Статья носит обзорный характер. Авторы дали общую характеристику российского шельфа, описали современную структуру морской добычи нефти в России, выделили этапы разработки шельфовых месторождений. Анализ различий в разработке месторождений на суше и на шельфе позволил обозначить основные преимущества и недостатки шельфовых нефтегазовых промыслов.

Отдельное внимание авторы уделили сравнительному анализу параметров различных способов механизированной добычи, процессам мониторинга, управления и контроля разработкой месторождения применительно к условиям шельфа.

Проведенный обзор позволил выделить наиболее значимые факторы риска при разработке шельфовых месторождений и определиться с дальнейшим направлением исследований.

**Ключевые слова:** шельф; проект; нефть; разработка; разведка; месторождение; факторы риска

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше и обострение мирового энергетического кризиса обусловило необходимость все более и более широкого освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа, в недрах которого сосредоточено почти в три раза больше нефти и газа, чем на суше. В связи с этим интенсивно развивается добыча углеводородов на континентальных шельфах морей во всем мире.

Реализация нефтегазовых проектов всегда связана с рисками, которые влияют на их экономическую эффективность. Рисками являются неопределенность рыночной цены газа и нефти, ошибки в оценке характеристик запасов и себестоимости добычи, причинение ущерба окружающей среде, возможные события экономического и политического характера и многие другие.

Освоение шельфовых месторождений отличается еще более значительной степенью риска, т. к. практически все месторождения континентального шельфа характеризуются труднодоступностью из-за удаленности от берега, суровыми климатическими условиями и т. д. Обустройство этих месторождений требует огромных капитальных затрат, поэтому управление рисками с разработкой мероприятий по их снижению является одной из основных проблем нефтегазовой отрасли при разработке шельфовых месторождений [1].

России принадлежит самый широкий в мире шельф, на котором находится множество месторождений, развитие морской добычи является очень перспективным для российской нефтегазовой отрасли.

В 2016 году в России морская добыча нефти составила 19,4 млн тонн, или 3,8 % от национального показателя. Значительный рост уровня добычи нефти на море был обеспечен в 2016 году, когда он вырос на 35 % (+ 5 млн т) к 2015 году. Прирост обеспечили месторождения Охотского (шельф о. Сахалин), Каспийского и Печорского морей (рисунок 1).



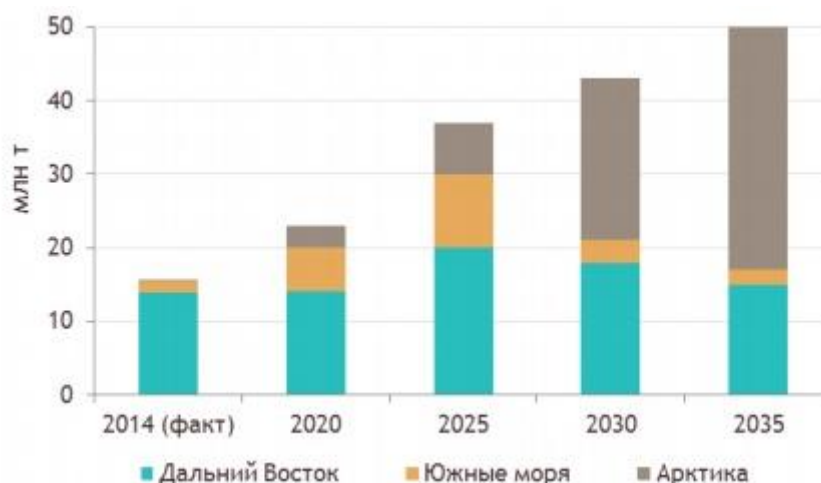
**Рисунок 1.** Территориальная и корпоративная структура (2016 год) морской добычи нефти в России и ее доля в национальной добыче сырой нефти [11]

В 2015 году Минэнерго России прогнозировало рост морской добычи нефти в России до 50 млн т к 2035 году, что в три раза превышает уровень 2014 года [2]. В период до 2025 года рост обеспечат месторождения Дальнего Востока и Каспийского моря, а после ожидается опережающее развитие добычи на арктическом шельфе (рисунок 2).

Прогнозируемый рост добычи на арктическом шельфе до 2025-2030 гг. должен быть обеспечен за счет проектов ПАО «Газпром нефть» в Печорском море – Долгинского и Приразломного месторождений.

Однако разработка первого из них идет по плану (с выходом на полку добычи в 4,8 млн т к 2023 году), а освоение ресурсов Долгинского месторождения столкнулось с проблемами. Так, в 2015 году запуск добычи по данному проекту после бурения нескольких разведочных скважин был перенесен на период после 2030 году ввиду новых геологических условий.

Большая сложность и характерные особенности освоения месторождений на шельфе определяются рядом факторов: окружающая среда; инженерно-геологические изыскания; высокая стоимость и уникальность технических средств; методико-биологические проблемы, которые вызваны необходимостью производства работ под водой; технология и организация эксплуатации и строительства объектов в море; обслуживание работ [3].



**Рисунок 2.** Прогноз добычи нефти на шельфе России до 2035 года [11]

Окружающая среда характеризуется геологическими, геоморфологическими и гидрометеорологическими факторами, которые значительно осложняют разработку шельфовых месторождений. К основным гидрометеорологическим факторам относятся: температурные условия; ветер и волнение; течения и колебания уровня моря (в прибрежной зоне); ледовый покров морей; уровень воды; химический состав воды.

Разведка и разработка шельфовых месторождений – технически сложные операции, дорогостоящие и связаны со значительным риском. Главные проблемы при освоении шельфовых месторождений – проблемы техники и технологии производства данных работ.

В таблице 1 представлены основные различия между разработкой нефтегазовых месторождений на суше и на шельфе.

**Таблица 1**

**Различия в разработке месторождений на суше и на шельфе**

Шельфовые месторождения	Месторождения на суше
Затрудненный сбор нефти в случае ее разливов при волнениях на море	В случае разливов нефти возможен ее сбор
Сравнительно простая операция погрузки нефти на танкеры	Необходимость трубопроводного транспорта
Отсутствие затруднений в наличии воды для охлаждения оборудования	Наблюдается перегрев оборудования в силу отсутствия постоянного доступа к воде

Шельфовые месторождения	Месторождения на суше
Волновые нагрузки, движение сооружений, ледовые нагрузки затрудняют процесс разбуривания	Только ветровая нагрузка влияет на процесс разбуривания
Сложность получения информации по характеристике грунтов	Доступность информации по характеристике грунтов

Строительство шельфовых нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна. Выделяют следующие виды шельфовых нефтегазовых промыслов [4]:

- надземные промыслы;
- надводные промыслы;
- подводные промыслы;
- подземные (шахтно-тоннельные) промыслы;
- комбинированные промыслы.

К надземным промыслам относится бурение наклонно-направленных скважин с берега, засыпка дна моря и осушение дна моря на нефтегазоносном участке.

Все промысловые операции (бурение, добыча, подготовка, хранение, отгрузка и т. д.) выполняются на надводных площадках следующего типа: эстакады с приэстакадными площадками; погруженные платформы; плавучие полупогруженные платформы; искусственные острова; стационарные платформы; буровые и технологические суда. Каждый тип надводных площадок может применяться при разных природных условиях. У каждого из нефтепромыслов имеются свои преимущества и недостатки (таблицы 2, 3, 4).

**Таблица 2**

**Преимущества и недостатки надземных промыслов**

Преимущества	Недостатки
1. Отпадает необходимость сооружения в море стальных, железобетонных платформ, что значительно снижает стоимость	1. Более удаленные от берега участки залежи невозможно освоить этим методом
2. Исключаются характерные трудности при строительстве объектов в море и при бурении эксплуатационных скважин	2. Засыпку дна грунтом можно организовать только в спокойных бухтах
3. Не требуется строительство линий связи, электропередач, подводных трубопроводов	3. Для образования суши требуется наличие больших запасов камня и грунта
4. Значительно облегчаются условия труда буровой бригады и обслуживающего персонала, повышается степень их безопасности	4. Сложности и капиталоемкость работ по сооружению ограждающей дамбы
5. Исключается угроза возможного загрязнения морской среды	5. Опасность затопления территории промысла

**Таблица 3**

**Преимущества и недостатки подземных промыслов**

Преимущества	Недостатки
1. Нет трудностей, связанных с суровой ледовой обстановкой, штормовыми ветрами и волнениями	1. Необходимость наличия в зоне строительства тоннелей мощных пластов плотных глин и др., обладающих низкой водопроницаемостью
2. По сравнению с надводными промыслами незначительные капитальные вложения	2. Обеспечение промысла системной вентиляцией
3. Трубопроводы прокладываются также, как и в условиях суши	3. Выполнение всех технологических операций в замкнутом пространстве

Преимущества	Недостатки
4. Используется стандартное буровое и технологическое оборудование для суши	4. Возникают условия, непригодные для деятельности людей
5. Исключается загрязнение моря и атмосферы в результате нефтегазодобычи	5. Имеется возможность механического разрушения тоннелей и шахт от землетрясений
	6. Сложность системы эвакуации людей при пожаре или взрыве

**Таблица 4**

**Преимущества и недостатки надводных промыслов**

Преимущества	Недостатки
1. Все работы на морском промысле могут выполняться независимо от состояния погоды (эстакады)	1. Технично-экономическая нецелесообразность использования в сложных ледовых условиях (эстакады)
2. Нет необходимости прокладки подводных трубопроводов (эстакада)	2. Интенсивная коррозия (эстакады, стальные платформы)
3. Имеется возможность расширения палубы	3. Низкая сопротивляемость действию динамических нагрузок (эстакады)
4. Крупноблочное строительство	4. С увеличением глубин повышается динамичность, что ограничивает применение платформ на больших глубинах
5. Интегральное строительство	
6. Обеспечивается высокая надежность по конструкционным особенностям	5. Значительные трудности использования ПБУ, ППБУ, БС и др. в сложных ледовых условиях

Работы по разведке и разработке шельфовых месторождений обычно ведутся в два этапа (рисунок 3).



**Рисунок 3. Этапы разработки шельфовых месторождений**

На I этапе производятся геологоразведочные работы в межледовой период. После того как завершен этап разведочных работ и обнаружены промышленные запасы нефти или газа (определен контур месторождения, произведен подсчет запасов, установлены геологические условия месторождения), приступают к составлению проекта разработки месторождения, имеющего целью определение этапов разработки установление темпов отбора продукта по этапам, оптимальное размещение скважин на месторождении. Разрабатывается также технология с учетом применения методов интенсификации добычи.

На базе проекта разработки месторождения создают проект оснащения месторождения, где определяется комплекс технических средств, включающих платформы, эксплуатационное технологическое оборудование, системы транспорта и хранения нефти и газа.

На II этапе, при разработке месторождения требуется уникальная и надежная техника, обеспечивающая безопасность работ круглый год (в том числе зимой). Необходимо отметить, что на этапе разведочных работ бурят небольшое число скважин (три – пять). Доразведку и уточнение исходных данных производят на первом этапе начала эксплуатации месторождения. В результате этого вносят определенные коррективы и в проект разработки, и в проект оснащения месторождения.

В рамках проектов разработки, как правило, рассматривается возможности и целесообразность использования различных способов механизированной добычи, в том числе



газлифта, электро-центробежных насосов (ЭЦН) и струйных насосов. Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки.

Так, газлифтный способ эксплуатации скважин позволяет регулировать дебит в широком диапазоне посредством изменения режима закачки газа. Объемы ресурсов сжатого газа позволяют применять газлифтный способ для достижения проектных уровней добычи; необходимое давление нагнетания газлифтного газа обеспечивается системой закачки.

С учетом повышенного газового фактора и высокого давления насыщения, равного давлению более глубоких пластов, газлифтный способ добычи более эффективен, чем ЭЦН. Это связано с тем, что в результате расширения газовой шапки в процессе эксплуатации месторождения газовый фактор добываемой нефти значительно превысит исходную газонасыщенность пластовой нефти, что отрицательно скажется на работе насосов. Возможен также переход некоторых из них на фонтанирование, что при газлифте происходит без сложностей.

Выбор газлифтного способа добычи часто бывает обусловлен уникальной конструкцией скважин шельфовых месторождений – короткий вертикальный участок (500-800 м) и протяженный наклонный ствол (с отходом от вертикали до 12 км), что ограничивает эксплуатационные возможности насосов.

Газлифтное оборудование (мандрели с клапанами) может быть установлено при выполнении начального этапа работ по заканчиванию скважин, без ограничения пропускной способности лифта; обеспечивается возможность спуска инструментов для подземных ремонтов или каротажных приборов через лифтовую колонну на забой.

Капитальные затраты, связанные с эксплуатацией скважин посредством ЭЦН или струйных насосов выше, чем для газлифта. Для сборки и спуска в скважины ЭЦН необходима подъемная установка для капремонта скважин.

Сравнительный анализ параметров различных способов механизированной добычи применительно к условиям шельфовых месторождений приведен в таблице 5 [6, 7, 8].

**Таблица 5**

**Сравнительный анализ различных способов механизированной добычи**

№	Показатели и характеристики	Газлифт	ЭЦН	Струйный насос
1	Гибкость регулирования режима	<b>Высокая</b> дебиты скважин можно регулировать изменением режима закачки газа. Необходимо правильно выбрать диаметр НКТ	<b>Низкая</b> при помощи частотного преобразователя, который потребует дополнительных затрат, можно регулировать режим в определенном диапазоне. Необходимо правильно подобрать мощность насоса. Требуются точные замеры дебита и давлений	<b>Высокая</b> за счет изменения расхода и давления рабочей жидкости и давления можно регулировать дебит и производительность насоса. Подбором диаметра приемного отверстия и сопла можно увеличить диапазон регулирования дебита и производительности насоса
2	Надежность	<b>Высокая</b> срок эксплуатации без подъема НКТ составляет не менее 10 лет	<b>Низкая</b> ЭЦН чувствительны к температуре рабочей среды и отключениям электроэнергии. Срок службы до подъема 2-3 года	<b>Высокая</b> при условии правильного подбора диаметра приемного отверстия и сопла с учетом условий эксплуатации. Важно не допускать кавитации во впускной камере насоса. Если давление рабочей жидкости на устье превышает 27.6 МПа (возможны осложнения в работе насоса)

3	Капитальные затраты на устьевое оборудование	<b>Низкие</b> имеющиеся на месторождении мощности рассчитаны на компримирование газа в необходимом объеме при высоком давлении (для закачки в пласт)	<b>От низких до средних</b> частотный преобразователь для медленного запуска насоса, трансформатор, линия электропередачи до скважинной площадки и отдельных скважин	<b>Высокие</b> требуются трехплунжерные насосы с системами распределения рабочей жидкости. Система очистки включает в себя один или несколько сепараторов, предназначенных для отделения воды (с целью ее использования в качестве рабочей жидкости) от смеси рабочей жидкости и добываемого скважинного флюида, и гидроциклон с питающим электронасосом для удаления твердой фазы из жидкости
4	Капитальные затраты на скважинное оборудование	<b>Низкие</b> 1-2 газлифтные мандрели и клапаны на скважину	<b>Средние или высокие</b> кабель, насос, газосепаратор, уплотнительная секция, двигатель, клапан-отсекатель. Необходим постоянный контроль температуры электродвигателя	<b>Умеренные</b> концентрическая колонна НКТ, скважинный клапан-отсекатель, насосная мандрель, всасывающий клапан, пакер, затрубный клапан-отсекатель
5	Эксплуатационные затраты	<b>Низкие</b> на Сахалине. Затраты на компримирование газа.	<b>Высокие</b> Затраты на ремонт скважины при малом сроке службы (2 года)	<b>Низкие</b> на Сахалине, благодаря избытку электроэнергии. При правильном подборе размера приемного отверстия и сопла, расходы на обслуживание трехплунжерного насоса будут невелики
6	Подготовка персонала	<b>Требуется</b>	<b>Требуется</b>	<b>Требуется</b> регулировка и ремонт глубинного насоса на скважине должны производиться квалифицированным оператором
7	Проблемы различного характера	<b>Требуется</b> высоконадежный компрессор с коэффициентом эксплуатации 95 %. Для предупреждения замерзания газа необходима его тщательная осушка	<b>Требуется</b> надежная система электропитания	Рабочая жидкость должна быть чистой. Можно использовать воду

Условия разработки шельфового месторождения (ограниченное количество скважин для бурения, ограниченный доступный радиус бурения с береговой площадки) диктуют свои условия мониторинга и управления разработкой месторождения. В таких условиях бурение наблюдательных и пьезометрических скважин экономически нецелесообразно.

Весь фонд эксплуатационных скважин оснащен внутрискважинным и поверхностным оборудованием для сбора и обработки необходимой промысловой информации. Все скважины оборудованы постоянно действующими устьевыми и внутрискважинными датчиками давления и температуры.

Информация с внутрискважинных и поверхностных датчиков регистрируется, обрабатывается и записывается в автоматическом режиме, и доступна для просмотра в режиме реального времени. Таким образом, весь фонд эксплуатационных скважин может обеспечивать сбор данных, необходимых для контроля и регулирования разработки месторождения.

Контроль над разработкой шельфовых месторождений в процессе их эксплуатации осуществляется с целью получения информации о геологическом строении нефтяной залежи и эффективности ее разработки.

При этом при осуществлении контроля за процессом разработки необходимо учитывать, как особенности местоположения месторождения, так и особенности его разработки горизонтальными скважинами, протяженность которых составляет более 10 км.

Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пластов, в целях:

- оценки фактической технологической эффективности системы разработки залежей в целом и отдельных технологических мероприятий по их осуществлению и регулированию;
- оптимизации осуществляемого процесса разработки и планирования мероприятий на будущее;
- оценки эффективности отдельных технологий.

В процессе контроля разработки нефтяного пласта изучаются:

1. динамика текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа по пласту в целом, отдельным участкам и скважинам;
2. охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента по отдельным участкам залежи;
3. положение контуров нефтеносности;
4. энергетическое состояние залежи, динамика пластового и забойного давлений в зонах отбора;
5. изменения коэффициентов продуктивности, газового фактора, гидропроводности пласта;
6. состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;
7. изменение физико-химических свойств добываемой жидкости и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе эксплуатации.

Основными способами получения информации при контроле разработки месторождения являются: измерение дебита, газового фактора и обводненности продукции скважин на поверхности; исследование интервалов притока и состава жидкости в стволе скважины; исследование пластов в разрезе скважин.

Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю над разработкой должны равномерно охватывать всю площадь объекта разработки. Целесообразно предусматривать следующие виды работ [9]:

- замеры пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;
- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- отбор и исследование глубинных, поверхностных проб продукции скважин;
- снятие профилей притока в добывающих скважинах.



В рамках программы эксплуатационного бурения проекта «Сахалин-1» компания ЭНЛ применила новый LDW прибор «Geosphere» для геологического сопровождения бурения скважин, недавно запущенный в серийное производство компанией «Шлюмберже». «Geosphere» – азимутальный прибор направленного электромагнитного каротажа с большим радиусом исследования, который позволяет получить изображение пространственного распределения электрических сопротивлений в напластовании пород и в насыщающем флюиде на расстоянии до 30 м выше и ниже ствола скважины. В Российской Федерации эта технология была применена впервые. ЭНЛ использует инструмент «Geosphere» на месторождении Чайво для оптимизации проводки горизонтальных скважин в маломощных и стратиграфически осложненных коллекторах, одновременно собирая информацию о перемещении контактов флюидов [8].

На стадиях строительства и эксплуатации объектов обустройства шельфовых месторождений на недра могут быть оказаны следующие виды воздействий:

- геомеханическое;
- гидродинамическое;
- геохимическое;
- геотермическое.

Геомеханическое воздействие имеет локальный характер и выражается в виде статической и динамической нагрузки при проводке скважины в теле горного массива на площадке бурения, а также при закачке шлама в скважину на площадке бурения. Гидродинамическое воздействие вследствие нарушения условий питания и дренирования грунтовых вод определяется особенностями отвода подземных вод от фундамента буровой установки и режимом грунтовых вод. Воздействие при корректной реализации принятых проектных решений будет умеренным.

Основное геохимическое воздействие на геологическую среду будет оказываться при закачке буровых отходов в скважину, воздействии на грунтовый массив буровых и тампонажных растворов, перетоке по затрубному пространству скважин пластовых минерализованных вод. Пластовые минерализованные воды при бурении скважин, добываемая нефть и минерализованные воды при испытании скважин в штатных ситуациях будут оказывать лишь локальные воздействия при условии соблюдения технологических регламентов при производстве буровых работ и при испытании скважин.

Геотермическое воздействие будет выражено в виде повышения температуры грунтовой толщи на следующих участках в прискважинной зоне при работе с «теплыми» буровыми растворами.

Скважины являются источниками механического, гидродинамического и химического воздействия на недра на всех стадиях разработки месторождения: в процессе строительства скважин, при эксплуатации, а также при ремонте, консервации и ликвидации скважин. Считается, что основные возможные вредные воздействия связаны с бурением скважин [10].

Буровые растворы имеют достаточно сложный многокомпонентный состав, включающий нейтральные (барит, бентонит, слюда, карбонат кальция) и малотоксичные (углеводородная основа, хлористый натрий, гидроксид натрия, хлорид кальция, кальцинированная сода, биополимеры, эмульгаторы, нефтепродукты и т. д.) вещества.

При этом концентрация одного из главных компонентов – хлористого натрия – достигает 100-120 г/л при максимальном содержании его в пластовой воде 30 г/л. Что касается буровых шламов, то они практически полностью состоят из обломков пород той же

геологической формации, которая является вмещающей средой захоронения отходов. В целом пульпообразные отходы бурения являются малотоксичными, однако их значительный объем при бурении на ограниченных площадях (морских платформах или прибрежных участках) требует применения экологически безопасных способов обращения с ними, из которых апробировано подземное захоронение через скважины с использованием гидроразрыва пласта.

Наиболее существенным и продолжительным источником воздействия на недра при разработке шельфовых нефтяных месторождений на протяжении десятилетий является процесс нефтедобычи, приводящий к изменению естественных гидродинамических условий в недрах, поскольку нефтедобыча сопровождается изъятием из недр в больших объемах природных ресурсов (нефти, пластовых вод и попутного нефтяного газа), а также закачкой в недра рабочего агента (воды, газа).

Таким образом, при разработке шельфовых месторождений главным образом два основных фактора определяют направление работ в области проектирования и строительства объектов в море: влияние окружающей среды и высокая стоимость.

Наиболее значимыми факторами риска при разработке шельфовых месторождений являются:

1. Доказанные запасы газа и нефти, оценка извлекаемых запасов обуславливают будущие денежные потоки и стоимость нефтегазовых активов [10].
2. Снижение продуктивности разрабатываемых запасов во времени.
3. Площадь неразработанной территории.
4. Высокие удельные затраты на освоение запасов и добычу. Процесс освоения нефтегазовых шельфовых месторождений дорогой и трудоемкий. Климатические условия шельфовых месторождений суровы, и обуславливают необходимость сокращения времени пребывания персонала на платформах, автоматизации процесса нефтегазодобычи. Это требует дорогостоящих новых организационно-технологических решений.
5. Маршрут и затраты на транспортировку нефти и газа.
6. Нестабильность политико-экономической ситуации в регионе и мире.
7. Прочие факторы. К таким факторам относятся: изменения в налоговом законодательстве и нормативно-правовой базе, наличие специальных программ поддержки проектов; противоположные интересы участников проекта и т. д.
8. Большое влияние этапов выполнения строительно-монтажных работ на стоимость проекта.

Проекты шельфовых месторождений требуют немало времени и больших инвестиций. Для создания конкурентоспособных условий освоения шельфовых месторождений необходимо определить важнейшие риски, которые возникают при реализации нефтегазовых проектов, и дать оценку их влияния на экономическую эффективность проектов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Картамышева Е.С., Иванченко Д.С. Морская добыча нефти // Молодой ученый. 2017. – № 25. – с. 107-110.
2. Калинов В.В., Сергеев С.В. Вертикально-интегрированные нефтегазовые компании России – история и традиции: учеб. пособие РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Каф. истории. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2015. – 222 с.
3. Конопляник А.А. Пять факторов освоения шельфа // Нефть России. 2014. № 1. С. 4-7.
4. Кузнецов В.Г. Особенности бурения скважин на шельфе: учебное пособие; ТюмГНГУ. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 80 с.
5. Альмухаметова Э.М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Э.М. Альмухаметова; УГНТУ, Октябр. фил. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 115 с.
6. Попов И.П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений: учебное пособие / И.П. Попов; ТюмГНГУ. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 320 с.
7. Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чайво с выделением участка опытно-промышленных работ в пределах лицензии ОАО «НК «Роснефть», 2015 – 297 с.
8. Керимов В.Ю. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами: учебное пособие / В.Ю. Керимов, А.Б. Толстов, Р.Н. Мустаев; ред. А.В. Лобусев; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: Инфра-М, 2017. – 123 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Серия 08. Выпуск 4 / Колл. авт. – М: Федеральное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. – 312 с.
10. Тасмуханова А.Е., Маренюк А.А. Оценка рисков при разработке нефтегазовых месторождений // Энергия: экономика, техника, экология. 2016. – № 6 – с. 32-37.
11. Доступ к энергетической инфраструктуре. Энергетический бюллетень за февраль 2017 г. // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Режим доступа <http://ac.gov.ru/files/publication/a/11982.pdf> (дата обращения 11.04.2018).

**Tasmukhanova Alfiya Ersainovna**

Ufa state petroleum technical university, Ufa, Russia  
E-mail: aetasm@mail.ru

**Shigapova Rosalina Rayanovna**

Ufa state petroleum technical university, Ufa, Russia  
E-mail: rozo4ka95@rambler.ru

## Features of the development of oil shelf deposits

**Abstract.** Offshore oil development projects are significantly different from development projects of oil deposits on land. Typical geological works on the shelf are determined by various factors, including, first of all, specific technology and organization of operation and construction of objects at sea to the high cost and uniqueness of the technical means used.

The article is of a survey nature. The authors gave a general characteristics of the Russian shelf, described the current structure of offshore oil production in Russia, identified the stages of development of shelf deposits. The analysis of differences in the development of oil deposits on land and on the shelf made it possible to identify the main advantages and disadvantages of offshore oil and gas fields.

Special attention was paid to the comparative analysis of the parameters of various methods of mechanized oil extraction, to the processes of monitoring, management and control of field development in relation to the shelf conditions.

The review made it possible to highlight the most significant risk factors in the development of offshore deposits and to determine the further direction of the surveys.

**Keywords:** shelf; project; oil; development; exploration; field; risk factors