

Д. А. Кустышев, А. В. Кустышев, А. А. Барков, М. Д. Антонов, В. А. Долгушин
D. A. Kustyshev, A. V. Kustyshev, A. A. Barkov, M. D. Antonov, V. A. Dolgushin

ООО «ТюменьНИИГазпрогаз», Тюменский государственный нефтегазовый университет,
г. Тюмень

Ключевые слова: шельфовые месторождения Арктики; освоение шельфовых месторождений газа; освоение скважин; использование превенторных установок
Key words: *off-shore deposits of the Arctic; off-shore gas fields development; application of preventing units*

За последние десятилетия в промышленно развитых странах мира интерес к проблеме освоения нефтегазовых ресурсов морей и океанов значительно возрос. Это связано, во-первых, с интенсивным ростом потребления топливно-энергетического сырья во всех сферах промышленности и сельского хозяйства, во-вторых, со значительным истощением ресурсов нефти и газа в большинстве нефтегазоносных районов, где исчерпаны возможности дальнейшего заметного прироста запасов промышленных категорий на суше [1].

С каждым годом расширяются объемы поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на нефть и газ. В настоящее время разведочное бурение на нефть и газ в море ведут свыше 140 стран. Если в 1960 г. из морских месторождений было извлечено только 8 % общей добычи нефти, в 1980 г. — около 30 %, то в ближайшем будущем, по оценке специалистов, добыча возрастет до 50 %. Результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ в прибрежных районах Мирового океана и на континентальном шельфе, проводившиеся в последние годы во многих странах мира, подтверждают это предположение [2].

К началу XXI века поиски нефти и газа в районах континентального шельфа проводили более 100 из 120 стран, имеющих выход к морю, причем около 50 стран уже разрабатывали нефтяные и газовые месторождения. Доля добычи нефти из морских месторождений во всем мире составила более 630 млн т или 21 %, газа — более 300 млрд м³ или 15 %. За все время эксплуатации морских месторождений добыто более 10 млрд т нефти и 3,5 трлн м³ газа. Наиболее крупными районами морской добычи нефти и газа являются Мексиканский залив, оз. Маракайбо (Венесуэла), Северное море и Персидский залив, на долю которых приходится 75 % добычи нефти и 85 % добычи газа.

В настоящее время общее число морских добывающих скважин во всем мире превышает 100 тысяч единиц, причем нефть добывается на глубине моря до 300 м.

В Мексиканском заливе разведочное бурение ведется на глубине моря до 1 200 м, на о. Ньюфаундленд (побережье Канады) – до 1 615 м. На мелководье глубокое поисково-разведочное бурение ведется с искусственных островов, на глубине моря до 100 м — самоподъемными плавучими буровыми установками (ПБУ), при глубинах моря до 300–600 м — полупогружными плавучими буровыми установками (ППБУ), на больших глубинах — с плавучих буровых судов.

Эксплуатация скважин на мелководье осуществляется с искусственных насыпных островов или эстакад, на больших глубинах — с искусственных платформ [3].

Перспективы развития газовой отрасли России также связаны с разработкой шельфовых месторождений, в том числе на шельфе арктических морей. Геолого-разведочные работы на континентальном шельфе начались в 1978 году. За прошедший период было отработано 340 тыс. км сейсмопрофилей, часть из которых подготовлена к поисковому бурению [4].

В акваторию арктического шельфа РФ входят моря: Баренцево, Печорское, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское. В 2008 г. были опубликованы результаты исследований Геологической службы США (USGS), посвященных оценке перспективных ресурсов нефти и газа в Арктике. Они подтвердили, что месторождения углеводородов в регионе значительны — около 30 и 15 % неразведанных мировых ресурсов соответственно газа и нефти [5]. При этом 52 % всех ресурсов углеводородов Мирового океана сосредоточены именно в арктической акватории [6]. Российский арктический нефтегазовый сектор является самым крупным. В настоящее время его ресурсы газа составляют более 92 %, нефти — 75 % [7].

Следует отметить, что начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов на шельфе РФ распределены неравномерно [8]. Основные ресурсы углеводородов сосредоточены в морях Баренцевом, Печорском и Карском. При этом в недрах Баренцева и Карского морей преобладают газ и конденсат, а в недрах Печорского моря — нефть. Неравномерность нефтегазовых ресурсов коррелируется с плотностью сейсмической изученности регионов.

С начала исследований Арктики основные объемы сейсморазведочных работ (ориентировочно 700 тыс. км) приходились на западно-арктические моря. Сейчас в Баренцевом и Печорском морях средняя плотность сейсморазведки достигает 0,5 км/км², в Карском — 0,21 км/км². Восточная часть российской Арктики изучена гораздо хуже. В морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском средняя плотность сейсморазведки — соответственно 0,08; 0,03 и 0,06 км/км².

При этом средняя плотность сейсморазведки по всем морям РФ — 0,21 км/км². Следовательно, число перспективных объектов, подготовленных к бурению, не столько зависит от потенциальной нефтегазоносности региона, сколько от степени его изученности.

Исходя из этого, основные объемы геолого-разведочных работ выполнялись в Баренцевом, включая Печорское, и Карском морях (92,8 %), где открыто 10 месторождений нефти и газа с запасами по категориям С1+С2 около 6 трлн м³ газа и более 500 млн т нефти и газового конденсата. Остальные 7,2 % запасов приходятся на долю Азовского и Черного морей.

В целом на российском шельфе пробурено более 200 скважин, однако изученность его остается крайне низкой. Для сравнения она примерно в 20 раз ниже изученности шельфа Норвегии и в 10 раз ниже изученности американской части Чукотского моря [9]. Перечисленные факторы свидетельствуют о том, что арктический шельф РФ имеет большой нефтегазовый потенциал.

На сегодняшний день в российском секторе Арктики открыты крупнейшие нефтегазовые месторождения: Мурманское (1983), Поморское (1985), Северо-Кильдинское (1985), Северо-Гуляевское (1986), Штокмановское (1988), Приразломное (1989), Русановское (1989), Лудловское (1990), Ленинградское (1990), Ледовое (1992), Варандей-море (1995), Медыньское-море (1997) и Долгинское (1999).

Наиболее крупные из северных месторождений: Штокмановское газоконденсатное месторождение, Приразломное и Долгинское нефтяные месторождения в Баренцевом море, Русаковское и Ленинградское газоконденсатные месторождения в Карском море.

При этом в настоящее время ведется разработка только одного месторождения — Приразломного. К сожалению, проект Штокмановского газоконденсатного месторождения до настоящего времени так и не удалось реализовать.

Приразломное нефтяное месторождение расположено в Печорском море в 60 км от берега. Извлекаемые запасы нефти составляют 71,96 млн т., проектный ежегодный уровень добычи с 2020 г. должен достичь 6 млн т. Строительство добывающей платформы гравитационного типа было начато на «Севмашпредприятии» в конце 1995 г., однако сроки завершения строительства и ввода в эксплуатацию самого месторождения неоднократно переносились. Только в декабре 2013 г. была введена в эксплуатацию первая добывающая скважина, и первый миллионный баррель нефти нового сорта ARCO (ArcticOil) был добыт в 2014 г. Во второй половине 2015 г. введена в эксплуатацию вторая добывающая скважина. Таким образом, с момента открытия месторождения до его запуска прошло более 25 лет.

В районе Обской и Тазовской губ Карского моря промышленная продуктивность установлена от сеноманских до юрских отложений включительно. К поисковому бурению подготовлены четыре структуры: Обская, Чугоряхинская, Адерпаютинская, Антипаютинская. Открыты два крупных газовых месторождения: Северо-Каменномыское и Каменномыское-море. Высокую перспективность подтверждают выявленные на суше крупные Харасавэйское и Крузенштернское газоконденсатные месторождения, которые находят свое продолжение в море, на Приямальском шельфе, а также Юрхаровское газоконденсатное месторождение с морским продолжением в Тазовской губе.

При проведении геолого-разведочных работ на шельфе Тюменского севера планируется использовать плавсредства ПАО «Газпром», например ПБК «Обский-1», предназначенный для бурения разведочных скважин на нефть и газ с условной глубиной 2 500 м при глубине воды от 2 до 10 м, а также вспомогательный флот. Кроме того, бурение можно производить с искусственных островов (ледовых или насыпных) или с суши (Юрхаровское, Каменномыское-море месторождения) проводкой наклонно направленных скважин с удлинённым горизонтальным стволом [10–13].

Из-за дефицита времени, отводимого на поисковые работы, освоение разведочных скважин предлагается проводить по новой, нетрадиционной технологии с буровой установки. После спуска в скважину лифтовой колонны до кровли продуктивного пласта проводится перфорация эксплуатационной колонны кумулятивными перфораторами ПР-54 с плотностью прострела 10 отв./1 п.м. Вызов притока производится путем замены глинистого раствора на техническую воду [14].

При этом выпуск газа осуществляется через манифольд превенторной установки и вертикальную факельную линию высотой не менее 20 м с последующим его сжиганием без монтажа фонтанной арматуры. Испытание скважины проводится через горизонтальный факельный отвод, отходящий от манифольда превенторной установки, с помощью измерителя ДИКТ-100. Все отходы бурения и освоения собираются в специальные емкости-накопители и вывозятся на сушу в специально отведенные места для захоронения, обеспечивая тем самым экологическую чистоту строительства скважины.

После окончания испытания пласта разведочная скважина ликвидируется установкой цементных мостов в эксплуатационной колонне высотой не менее 100 м выше продуктивного пласта и в приустьевой зоне на 5 м ниже морского дна. После установки цементных мостов верхние части всех обсадных колонн отворачиваются в левых правых переводниках и извлекаются на поверхность. В этом случае на дне водоема не остается никаких посторонних предметов, представляющих навигационную опасность для судоходства.

В целях сокращения продолжительности освоения скважин и уменьшения степени риска, связанного с сезонными подвижками льда (повышения безопасности работ), нами предлагается новая технология и оборудование для ее реализации. Суть предлагаемого технического решения заключается в следующем.

Скважина, имеющая колонную головку с установленной на ней крестовиной с боковыми задвижками, к одной из которых подсоединена факельная линия, планшайбой с подвесным патрубком, на котором подвешены насосно-компрессорные трубы (НКТ), и с установленной центральной задвижкой, с монтированной задавочной линией до-

полнительно оборудована превенторной установкой и выкидной линией. При этом превенторная установка смонтирована между крестовиной и плашайбой, а выкидная линия — между боковой задвижкой и факельной линией, причем выкидная линия присоединена к боковой задвижке посредством гибкого соединения, обеспечивающего компенсацию изменения длины между устьем скважины и выкидной линией. Кроме того, концы выкидной линии снабжены факельной линией и линией для исследования скважины, причем факельная линия выполнена под углом 90 градусов к горизонтالي, а к центральной задвижке подсоединена задавочная линия (рисунок) [15].

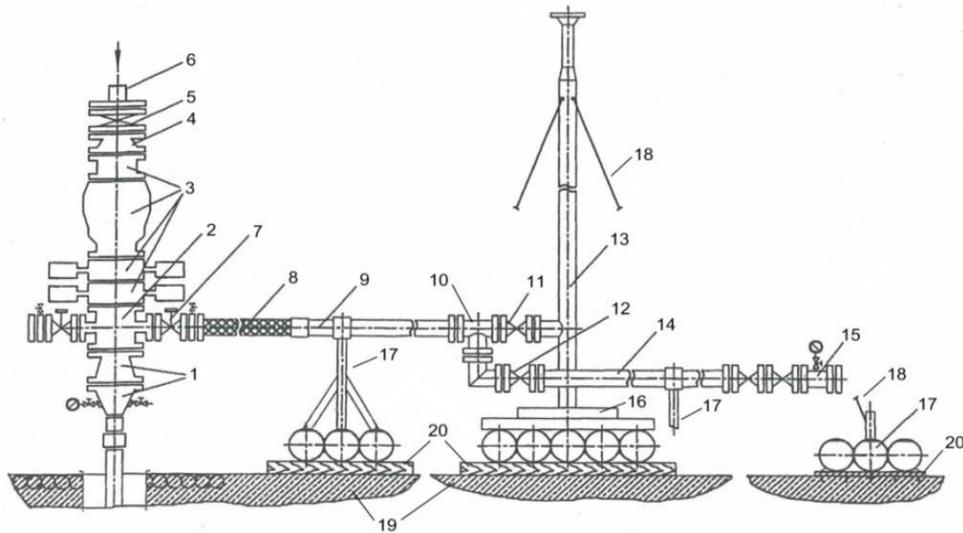


Рисунок. Схема освоения разведочной скважины в ледовой обстановке:

- 1 — колонная головка; 2 — крестовина; 3 — превенторная установка; 4 — планшайба;
 5 — центральная задвижка; 6 — БРС; 7 — боковая задвижка; 8 — шланг ВД;
 9 — выкидная линия; 10 — тройник; 11, 12 — задвижка; 13 — факел;
 14 — линия для исследования скважины; 15 — ДИКТ; 16 — основание факела;
 17 — якорь; 18 — оттяжка; 19 — ледовая поверхность; 20 — деревянная опора

Оборудование осваиваемой скважины включает колонную головку 1, установленные на ней крестовину 2 с боковыми задвижками 3, к одной из которых подсоединены гибкое соединение 4, например шланг высокого давления (ВД), выкидная линия 5, превенторную установку 6, планшайбу 7 и центральную задвижку 8. К центральной задвижке 8 через быстроразъемное соединение (БРС) 9 крепится задавочная линия от насосной установки (на рис. не показаны). На конце выкидной линии 5 через тройник смонтированы вертикальная факельная линия 10 и линия для исследования скважины 11, на конце которой монтируется диафрагменный измеритель критического течения газа (ДИКТ) 12 или другое аналогичное устройство.

Освоение скважины осуществляется следующим образом.

В скважину, пробуренную, например, на искусственно созданном ледовом острове, существование которого ограничено во времени, и территория площадки скважины ограничена в размерах, через превенторную установку 6 спускают колонну НКТ и с помощью подвесного патрубка подвешивают в планшайбе 7. Планшайбу 7 крепят на превенторной установке 6. На нее монтируют центральную задвижку 8 и быстроразъемное соединение 9.

К быстроразъемному соединению 9 присоединяют задавочную линию от насосной установки. К боковой задвижке 3 последовательно присоединяют гибкое соединение 4, например шланг ВД, выкидную линию 5. Гибкое соединение 4 компенсирует изменение расстояния до устья скважины, связанное с подвижками льда, которое может привести к смятию или разрыву выкидной линии 5 и линии для исследования скважины

11, к возникновению аварийной ситуации и даже к открытому фонтану. На конце выкидной линии 5 через тройник монтируют вертикальную факельную линию 10 и линию для исследования скважины 11. Вертикальная факельная линия 10 выполнена под углом 90 градусов к горизонтали и от возможного падения крепится с помощью оттяжек к якорям 13. Выкидная линия 5 и линия для исследования скважины 11 также крепятся к поверхности якорями 13.

В скважине заменяют буровой глинистый раствор на облегченную жидкость подачей ее в НКТ и выпуском через затрубное пространство, гибкое соединение 4, выкидную линию 5 и линию для исследования скважины 11. На конце линии для исследования скважины 11 устанавливают штуцерное устройство, например ДИКТ. Снижением противодавления на пласт производят вызов притока из пласта. При этом газ из пласта подается через затрубное пространство, гибкое соединение 4, выкидную линию 5 и линию для исследования скважины 11 на дневную поверхность. При получении устойчивого притока закрывают задвижку 14 на линии для исследования скважины 11 и открывают задвижку 15 на вертикальной факельной линии 10. Газ по вертикальной факельной линии 10 поднимается на высоту, например на 20 м, где сжигается, чем обеспечивается экологическая чистота технологических процессов.

После отработки скважины на факел производят необходимый комплекс исследований через устанавливаемый на конце линии для исследования скважины 11 ДИКТ или другое аналогичное устройство 12.

После окончания испытания скважина глушится и ликвидируется как объект выполнивший свое назначение.

Таким образом, предлагаемые авторами технология и оборудование позволяют повысить надежность и экологичность процесса освоения разведочной скважины на территориально ограниченной площадке скважины на ледовом острове, существование которого ограничено во времени, а из-за рисков продвижек льда возможно изменение расстояний между устьем скважины и применяемым оборудованием. Кроме того, технология позволяет сократить затраты на освоение скважины за счет устранения операций по демонтажу буровой и превенторной (перед монтажом фонтанной арматуры) установок, применяемых при строительстве скважины, последующего монтажа подъемного агрегата и малогабаритного превентора для спуска НКТ, монтажа фонтанной арматуры с задавочной и выкидной линиями.

Список литературы

1. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А. Б. Сулейманов, Р. П. Кулиев, Э. И. Саркисов, К. А. Карапетов. – М.: Недра, 1988. – 285 с.
2. Разведка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений / В. И. Мищевич, Б. М. Логунцов, Н. П. Уманчик и др. – М.: Недра, 1978. – 206 с.
3. Кустышев А. В. Особенности эксплуатации шельфовых месторождений: Курс лекций. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2005. – 118 с.
4. Никитин Б. А., Вовк В. С., Мандель А. Я. и др. Перспективы поисков новых месторождений на шельфе российских морей // Газовая промышленность. – 2002. – № 9. – С. 24-26.
5. Кириллов Н. Г., Лазарев А. Н., Ивановский С. В. Развитие инфраструктуры производства СПГ шельфовых месторождений — задача экономической и национальной безопасности России // Газовая промышленность. – 2014. – № 12. – С. 42-46.
6. Зуев А. Энергия морских глубин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.edu.ru>.
7. Чумаков Д. С. Состояние и перспективы международного сотрудничества в Арктике // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 6. – С. 51-53.
8. Заикин А. П., Кемпф К. В., Набока Р. Р. Перспективы освоения месторождений Арктического шельфа РФ // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 81-83.
9. Ампилов Ю. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока // Offshore Russia. – 2014. – № 4. – С. 8-15.
10. Морозов А. Н. Морская ПБУ для акватории Тазовской и Обской губ // Газовая промышленность. – 1998. – № 6. – С. 55-57.
11. Ермаков А. И., Гудмestad У., Якобсен Р. и др. Технические и технологические решения разработки месторождений на шельфе (в двух частях) // Газовая промышленность. – 1997. – № 11. – С. 68-69; 1998. – № 1. – С. 68-69.
12. Разработка месторождений Обской и Тазовской губ // Газовая промышленность. – 1998. – № 6. – С. 58-59.
13. Кустышев А. В., Безносиков А. Ф., Штоль В. Ф., Симонов В. Ф. Некоторые решения по освоению газоконденсатных месторождений на континентальном шельфе Тюменского Севера // Известия вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 1. – С. 42-47.
14. Кустышев Д. А. Методика определения технологических параметров освоения скважин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 58-61.
15. Пат. 34964 РФ. Е 21 В 43/25. Устройство для освоения скважин / В. Ф. Штоль, А. В. Кустышев, В. Ф. Симонов (РФ). – № 2003126333, заяв. 28.08.03; опубл. 20.12.03, бюл. № 35.

Сведения об авторах

Кустышев Денис Александрович, к. т. н., старший научный сотрудник, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286697, e-mail: denis1982k@tngg.ru

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский государственный нефтегазовый университет, главный научный сотрудник ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286694, e-mail: kustishevAV@tngg.ru

Барков Андрей Анатольевич, старший научный сотрудник ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286706

Антонов Максим Дмитриевич, аспирант кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», Тюменский государственный нефтегазовый университет, инженер I категории ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286091

Долгушин Владимир Алексеевич, к. т. н., заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)685765

Information about the authors

Kustyshev D. A., Candidate of Science in Engineering, senior scientific worker of LLC «TyumenNIIgiprogas», Tyumen, phone: 8(3452)286697, e-mail: denis1982k@tngg.ru

Kustyshev A. V., Doctor of Science in Engineering, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, chief scientific worker of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286694, e-mail: kustishevAV@tngg.ru

Barkov A. A., senior scientific worker of LLC «TyumenNIIgiprogas», Tyumen, phone: 8(3452)286706

Antonov M. D., postgraduate of the chair «Machines and equipment of oil and gas industry», Tyumen State Oil and Gas University, category I engineer of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)286091

Dolgushin V. A., Candidate of Science in Engineering, head of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)685765