КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ
НЕФТЕГАЗПРОЕКТ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Проектирование и обустройство объектов нефтегазовой отрасли

Строительство скважин

Освоение скважин

Математическое моделирование

Транспорт углеводородов

№2/Декабрь 2017

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Редакционный совет

Теликова Р.С. – председатель, генеральный директор ООО «Красноярсгазпром нефтегазпроект»;

Арно О.Б. – генеральный директор ООО «Газпром добыча Ямбург»;

Давыдов А.В. – генеральный директор ООО «Газпром геологоразведка», канд. экон. наук;

Кроха В.А. – генеральный директор ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»;

Лукьянчиков М.И. – генеральный директор ООО «Газпром газнадзор».

Редакционная коллегия

Оганов Г.С. – главный редактор, первый заместитель генерального директора ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект», д-р техн. наук, профессор;

Бастриков С.Н. – генеральный директор АО «СибНИИНП», д-р техн. наук, профессор;

Волкова В.А. – заместитель главного редактора, ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»;

Дзюбло А.Д. – Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор;

Добролюбов С.А. – декан Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, д-р геогр. наук, профессор;

Зубченко А.В. – ведущий научный сотрудник ФГУП «Полярный научно-исследовательский институт морского рыбного хозяйства и океанографии им. Н.М. Книповича», д-р биол. наук, профессор;

Кершенбаум В.Я. – заведующий кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор;

Хведчук И.И. – главный геолог, начальник департамента ПАО «Красноярскгазпром», канд. геол.-минер. наук.

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»

Издается с 2017 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИЯ:
Научный редактор
Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка
Т.В. Мальцева

Корректор
Н.В. Шулятикова

АДРЕС РЕДАКЦИИ:
123242 Москва, ул, Малая Грузинская, д. 3.
Тел.: (495) 966-25-50.
E-mail: office@krskgazprom-ngp.ru

Авторы опубликованных материалов несут ответственность за достоверность приведенных сведений, точность данных цитируемой литературы.

Перепечатка и иное коммерческое использование материалов допускается только с разрешения редакции.

В номере использованы фотографии из архива ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект», а также фотографии, предоставленные авторами статей.

Подписано в печать 22.12.2017.
Формат 60×90 1/8
Офсетная печать.
Усл. печ. л. 8,0.
Уч.-изд. л. 8,4.
Тираж 350 экз.

Отпечатано в типографии:
ООО ПГ “АРС-ПРЕСС”
121170 г. Москва,
Кутузовский просп., 36.

© «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений»

СОДЕРЖАНИЕ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

4 *Магомедгаджиева М.А.*
Особенности проектирования обустройства кустовых площадок в сложных геокриологических условиях

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

12 *Бабин И.М., Секач А.К.*
Сложные скважины: решения по спуску обсадных колонн

20 *Петров А.Н., Секач А.К., Головин В.В., Ершов А.Г.*
Выбор типа бурового раствора для проводки горизонтального участка ствола скважины с большим отходом от вертикали и безопасного вскрытия продуктивных пластов Харасавэйского ГКМ

26 *Бедняков В.В., Кох А.В., Салахов Э.С.*
Результаты инженерно-технологического сопровождения строительства паронагнетательных скважин на участке ОПР месторождения Бока Де Харуко (Республика Куба)

32 *Проскурякова Н.П., Еремеев Е.А.*
Выбор конструкций разведочных скважин на Ковыктинском ГКМ

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

40 *Свиридова Т.А., Кузнецов В.А, Головин В.В.*
Освоение эксплуатационных скважин на Чаяндинском НГКМ

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

45 *Гнибидин В.Н., Бруяка В.А.*
Повышение достоверности прогнозирования результатов цементирования скважин средствами математического моделирования

ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

49 *Кошечкин И.С., Хоренко С.Н., Войтенко А.В.*
Мониторинг объектов транспорта углеводородов методом воздушного лазерного сканирования и цифровой аэрофотосъемки

53 *Артюшин А.Г., Симаков А.Н.*
Особенности прокладки трубопровода в криволинейном футляре

Уважаемые коллеги!

Второй номер нашего журнала выходит в канун Нового 2018 года! Примите самые искренние поздравления с наступающим Новым годом и самые добрые пожелания!

Разрешите мне поблагодарить вас за сотрудничество и пожелать крепкого здоровья и счастья, благополучия и успехов в реализации намеченных планов, новых ярких впечатлений, гармонии и уверенности в завтрашнем дне! Пусть сбудутся все самые заветные желания, обойдут стороной трудности и беды, пусть наступающий год будет добрым и щедрым для каждого из нас!!!

Уходящий год был очень плодотворным для нашей компании, мы многое сделали, и нам есть чем гордиться, но предстоит сделать ещё больше, так как у нас есть амбициозные планы и важные стратегические задачи! Для их реализации необходимо слаженное взаимодействие, основанное на доверии, профессиональных знаниях и опыте!

Всеми этими качествами, безусловно, обладают ученые, эксперты и специалисты – авторы статей в нашем журнале. Выражаю надежду на дальнейшее плодотворное профессиональное взаимодействие и сотрудничество не только на страницах этого издания. С наступающим Новым годом! Всего самого доброго и хорошего вам и вашим близким!

Главный редактор,
первый заместитель генерального директора
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»,
д-р техн. наук, профессор
Г. С. Оганов

УДК 622.24

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБУСТРОЙСТВА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК В СЛОЖНЫХ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

М.А. Магомедгаджиева, начальник отдела, канд. геол.-мин. наук
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».
E-mail: m.magomedgadzhieva@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: проектирование кустовой площадки; сложные геокриологические условия; многолетнемерзлые грунты; устойчивость добывающей скважины и инженерных сооружений в приустьевой зоне скважины; теплоизолированные конструкции скважин; система термостабилизации грунтов; комплексный геотехнический мониторинг.

Аннотация. В статье приведены основные аспекты, обязательные для учета при обустройстве кустовых площадок в сложных геокриологических условиях. Среди них можно выделить: районирование по степени динамичной изменчивости геокриологических условий; прогноз геокриологической опасности и газоопасности; составление геокриологической модели теплового и механического взаимодействия добывающих скважин с породами криолитозоны, комплексную систему геотехнического мониторинга. На основе выполнения прогнозных теплотехнических расчетов разработаны типовые технические решения по обеспечению эксплуатационной надежности всей геотехнической системы, образуемой добывающей скважиной, вмещающими породами, устьевой обвязкой и насыпью площадки. Предложена оптимизация расстояния между устьями скважин, что позволит получить значительный экономический эффект.

Освоение площадок обустройства нефтегазовых месторождений на территориях Крайнего Севера и арктического побережья России со сложными климатическими, геологическими и геокриологическими условиями предъявляет высокие требования к разработке новых и модернизации существующих технологий строительства и безопасной эксплуатации инженерных сооружений на многолетнемерзлых грунтах (ММГ).

К основным особенностям инженерно-геокриологических условий, осложняющим строительное освоение региона, относятся:

- высокая льдистость грунтов верхних горизонтов многолетнемерзлых пород (ММП), при протаивании дающих большие осадки;
- присутствие в ММП в зоне влияния инженерных сооружений мономинеральных залежей подземных льдов (пластовые и повторно-жильные);
- наличие засоленных грунтов и криопэгов, оказывающих агрессивное воздействие на бетоны фундаментов, металлические и железобетонные конструкции;
- широкое развитие с поверхности слабых водонасыщенных и заторфованных грунтов сезонно-талого слоя;
- активное проявление опасных криогенных процессов, вызывающих деформации инженерных сооружений; необратимые изменения природных экосистем.

Инженерно-геокриологическая обстановка территории еще более осложняется высокой чувствительностью тундровых ландшафтов и многолетнемерзлых пород к техногенным воздействиям, широким распространением легко разрушаемых и трудно восстанавливающихся мохово-лишайниковых покровов. Кроме того, многочисленные аварийные выбросы газа при освоении территории могут быть вызваны вскрытием внутримерзлотных газовых карманов или разложением гидратосодержащих пород при техногенных воздействиях.

На сложные начальные геокриологические условия накладываются техногенные воздействия и прогнозируемое потепление климата. Опубликованы данные ООО «Газпром

добыча Надым» по многолетним изменениям среднегодовой температуры ММГ на севере Западной Сибири под воздействием потепления климата, свидетельствующие о существенном повышении среднегодовых температур мерзлоты. Результаты исследования динамики многолетней мерзлоты на Аляске, проведенные в университете Аляски Фербенксе, также показывают повышение среднегодовых температур мерзлоты.

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов в процессе эксплуатации добывающих скважин под действием высоких температур движущегося по скважине газа происходят постепенное повышение температур грунтов вокруг их стволов и формирование ореолов оттаивания. Это сопровождается развитием газопроявлений, формированием термокарстовых просадок грунтов, что приводит к образованию приустьевых воронок и деформациям площадок, потере устойчивости свайных опор трубопроводов обвязок добывающих скважин, в ряде случаев – потерей герметичности резьбовых соединений и искривлением обсадных колонн. В случае слишком близкого расположения устьев скважин друг к другу, при их эксплуатации происходит интенсивное повышение температур окружающих грунтов, в результате чего возникают их просадки, обвалы, которые могут приводить к ряду осложнений и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Например, в результате образования протяженных каверн конструкция скважины может потерять продольную устойчивость и деформироваться.

Поэтому месторождения нефти и газа в северных широтах обустраиваются с достаточно большим расстоянием между устьями скважин. Например, на Заполярном и Ямбургском газовых месторождениях расстояние между кустовыми скважинами составляет 40 м. Увеличение расстояния между устьями ведет к значительному росту капитальных затрат, в первую очередь на отсыпку грунтов. Толщина отсыпки традиционно составляет 1–2 м. Песок, используемый для отсыпки с учетом того, что основная доля осваиваемых месторождений разрабатывается в удаленных и труднодоступных регионах, становится, что называется, золотым. Сближение устьев скважин значительно уменьшает расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного уменьшения размеров самой площадки. На Бованенковском месторождении расстояние между скважинами сокращено до 20 м за счет применения комплексных мероприятий по термостабилизации грунтов. За рубежом при разработке месторождений в районах распространения ММГ применяют технологии, позволяющие максимально уменьшить размеры кустовых площадок. Например, на месторождениях Аляски расстояние между устьями скважин составляет 9–15 м. Там используются теплоизолированные конструкции нефтяных скважин, предотвращающие интенсивное оттаивание многолетнемерзлых пород вокруг кустовых скважин.

Размещение кустовых площадок на территории месторождений должно быть осуществлено с учетом результатов оценки динамики состояния и температурного режима криолитозоны, а также развития опасных криогенных процессов, на основе которых выполняется геокриологическое районирование территории по степени динамической изменчивости геокриологических условий. Совместно с этим должны быть учтены результаты мерзлотно-параметрического бурения на месторождении. Местоположение кустовых площадок и размещение добывающих скважин должны быть оптимизированы в соответствии с показателями разработки залежей с учетом исключения попадания скважин на участки высокольдистых мерзлых пород, а также пластовых льдов.

Освоение площадок обустройства нефтегазовых месторождений на территориях Крайнего Севера и арктического побережья России со сложными климатическими, геологическими и геокриологическими условиями предъявляет высокие требования к разработке новых и модернизации существующих технологий строительства и безопасной эксплуатации инженерных сооружений на многолетнемерзлых грунтах (ММГ).

Перед началом буровых работ необходимо определить толщину ММП в районе и наличие зоны стабильности газогидратов (ЗСГ). При наличии такой зоны необходимо предусмотреть применение утяжеленных растворов с низкой температурой, которые предотвращают разложение гидратов в призабойной зоне при бурении. Разложение гидратов, помимо активных газовыделений, может вызывать разрушение призабойной зоны и поглощение раствора, поэтому определение наличия ЗСГ (с гидратами или без них) необходимо провести заранее на

основе региональных сведений о геокриологических условиях. Основную проблему при выделении газоопасных горизонтов в криолитозоне представляют гидратосодержащие прослои. Если пласт со свободным газом проявляет себя интенсивным разгазированием бурового раствора, то гидратосодержащий пласт может не проявлять себя таким образом, особенно если гидратосодержание порового пространства высокое и поры закупорены гидратом и льдом. Но при дальнейшем прогреве породы при цементаже или теплотой работающей нефтяной или газовой скважины разложение поровых гидратов может спровоцировать сильные и длительные газовые выбросы по заколонному пространству. Поэтому основное внимание необходимо уделять выделению именно гидратосодержащих пород.

После выделения газо- и гидратосодержащих прослоев в интервале криолитозоны необходимо определить генезис газа. Для этого необходим анализ компонентного и изотопного состава, результаты которого позволят внести необходимые коррективы в процесс сооружения и эксплуатации скважин.

Повышения эксплуатационной надежности инженерных объектов в области распространения многолетнемерзлых грунтов можно добиться с помощью управления геокриологическими условиями участков строительства с учетом комплекса возможных техногенных и природных воздействий. Основным фактором, определяющим прочностные и деформационные характеристики многолетнемерзлых грунтов, является их температурный режим, что в конечном счете и определяет устойчивость инженерных сооружений. Современные средства термостабилизации позволяют понизить температуры грунтов до требуемых проектных значений.

Уменьшение теплового влияния добывающих скважин на вмещающие многолетнемерзлые грунты возможно благодаря использованию теплоизолированных конструкций скважин, позволяющих понизить тепловой поток от скважины. Специалистами ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ряда других организаций проведен комплекс исследований, направленных на решение проблемы обеспечения эксплуатационной надежности скважин в условиях Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения [1]. Проведены промысловые экспериментальные работы по предотвращению оттаивания ММП с использованием теплоизолированных лифтовых труб.

Воздействие теплового влияния скважины на основания инженерных сооружений, расположенных в непосредственной близости от скважины, можно компенсировать с помощью охлаждения грунтов сезонно- или круглогодично действующими охлаждающими устройствами. Применение подобных комплексных технических решений позволяет обеспечить сохранение вмещающих скважины многолетнемерзлых пород и сблизить устья скважин, что значительно уменьшает расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного уменьшения размеров самой площадки. В то же время разработанное техническое решение должно обеспечить также и сохранение оснований площадок в мерзлом состоянии. То или иное техническое решение должно быть обосновано посредством численного теплотехнического моделирования. При обосновании температурного режима многолетнемерзлых грунтов оснований кустовых площадок в обязательном порядке моделирование условий теплообмена должно быть осуществлено с учетом тренда повышения температур воздуха и выделения теплоты при разложении гидратосодержащих пород при их наличии.

Повышения эксплуатационной надежности инженерных объектов в области распространения многолетнемерзлых грунтов можно добиться с помощью управления геокриологическими условиями участков строительства с учетом комплекса возможных техногенных и природных воздействий.

В зависимости от температуры добываемого продукта и мерзлотно-грунтовых условий площадки строительства в настоящей публикации рассмотрены некоторые типовые примеры технических решений по обеспечению устойчивости добывающих скважин и свайных опор трубопроводов обвязок скважин.

Прогнозные теплотехнические расчеты выполнены с использованием программы «Frost 3D Universal», предназначенной для составления прогноза изменений температурного режима многолетнемерзлых грунтов численными методами. Программа сертифицирована в Российской Федерации и соответствует требованиям следующих нормативных документов: СП 25.13330.2012; РСН 67-87; СП 11-105-97, ч. IV; СП 23-101-2004; СП 61.13330.2012; СП

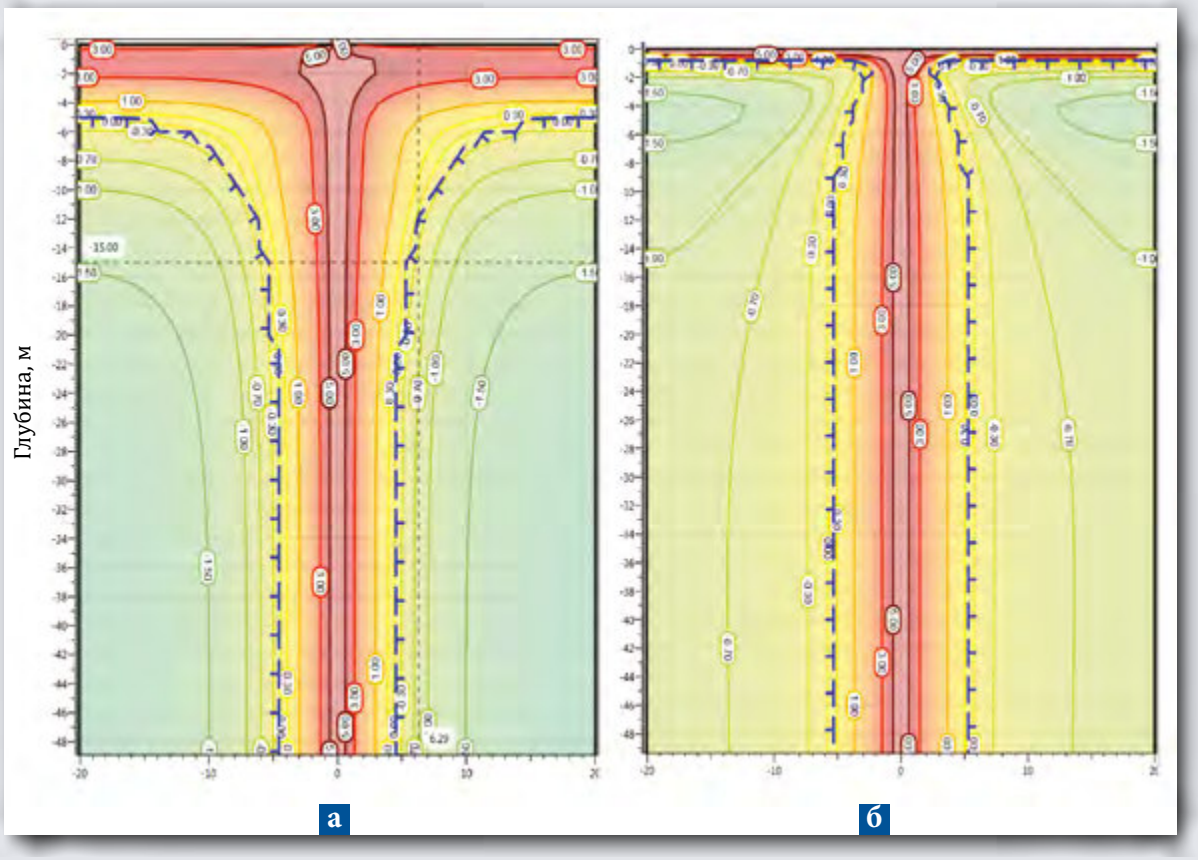

Рис. 1. Фрагменты температурных полей, сформированных на 30-й год эксплуатации газодобывающих скважин с температурой газа 15 °С для песчано-суглинистого (а) и песчаного (с поверхности до 1 м залегает торф) (б) разрезов. Температура на глубине нулевых амплитуд для обоих разрезов равна –2,3 °С

41-103-2000; СТО Газпром 2-2.1-390-2009; СТО Газпром 2-2.1-435-2010; ГОСТ Р ИСО 9127-94; ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119-2000.

В качестве исходных данных для прогнозных теплотехнических расчетов используются геологические разрезы, теплофизические параметры грунтов, слагающих разрезы, среднегодовая температура грунтов основания, глубина сезонного промерзания-оттаивания, климатические характеристики, граничные и начальные условия, параметры и условия эксплуатации добывающей скважины и сооружений.

По результатам прогнозных теплотехнических расчетов, радиус ореола оттаивания многолетнемерзлых грунтов при температурах продукта от 10 до 87 °С составляет от 6 до 21 м для песчаных и от 5 до 15 м для суглинистых грунтов (рис. 1). Динамика температурного поля, формирующегося под тепловым влиянием газодобывающей скважины с температурой продукта плюс 65 °С, основание которой сложено песчано-суглинистыми грунтами, показана на рис. 2.

Вследствие оттаивания многолетнемерзлых грунтов произойдет осадка грунтов, колонны крепи скважин и фундаменты трубопроводов устьевых технологических обвязок на участках длиной от 12 до 42 м будут подвержены деформациям. Для предотвращения смыкания ореолов оттаивания грунтов вокруг скважин между собой устья газодобывающих скважин, в зависимости от инженерно-геокриологического разреза, должны быть расположены на расстоянии до 42 м. Между тем стабильность теплового режима многолетнемерзлых грунтов оснований и соответствие его проектным требованиям являются основой устойчивости инженерных сооружений на всех месторождениях.

Тепловое влияние добывающих скважин можно исключить понижением температур грунтов, что достигается путем создания льдогрунтовой консоли.

При подборе технического решения, используемого для создания льдогрунтовой консоли, в качестве мероприятий рассмотрены следующие варианты:

– работа термостабилизаторов различной глубины погружения, расстановка которых осуществляется по определенным схемам;

– совместная работа термостабилизаторов и теплоизолированных лифтовых труб.

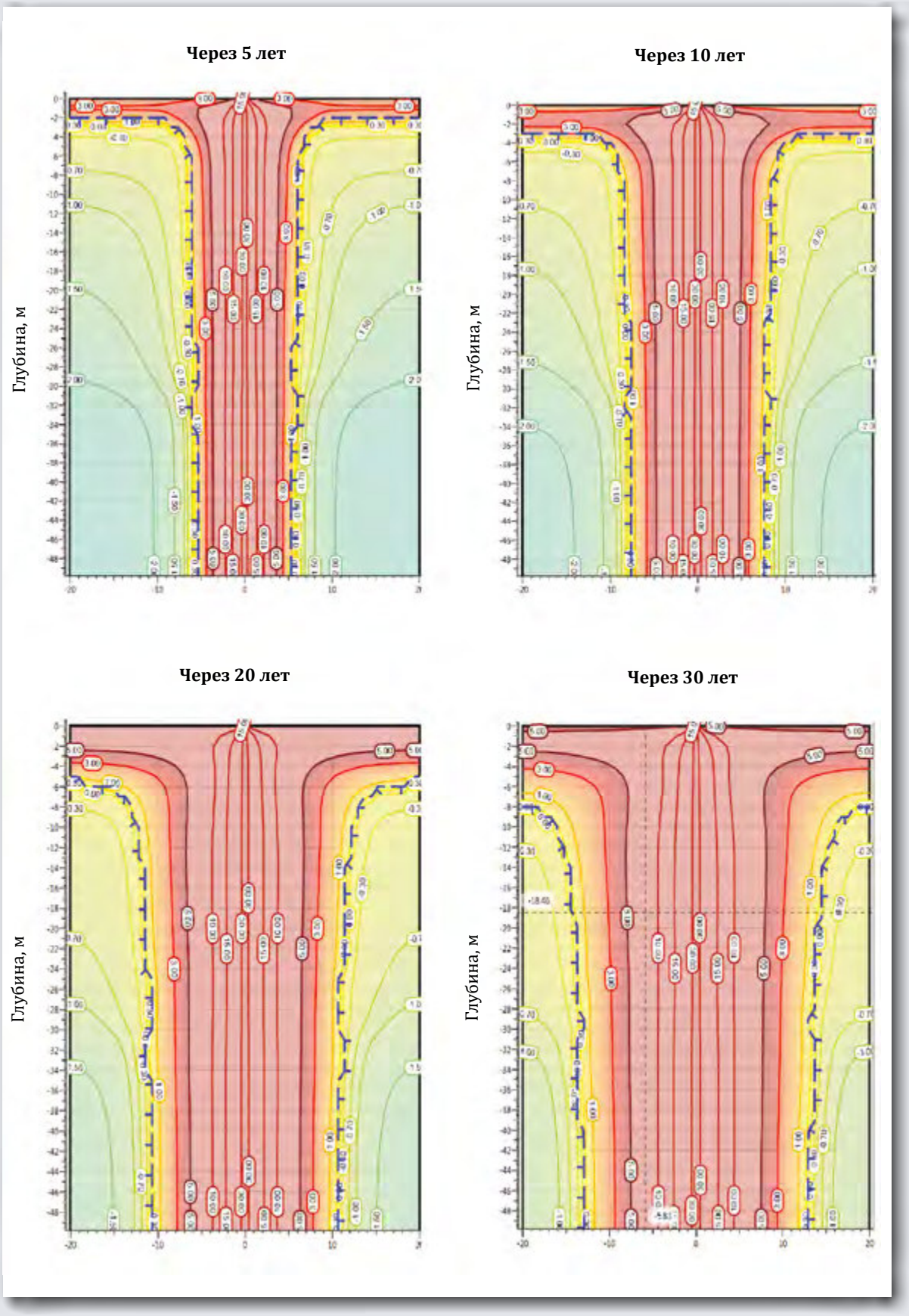

Рис. 2. Динамика формирования температурного поля за 30 лет эксплуатации газодобывающей скважины с температурой продукта 65 °С для песчано-суглинистого разреза

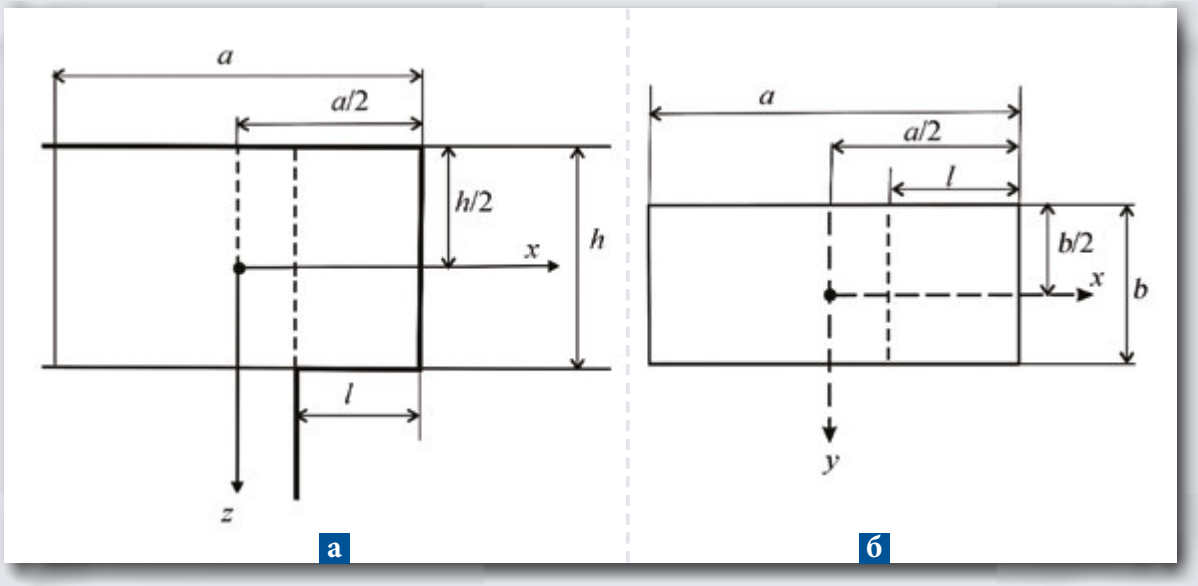

Рис. 3. Схема, используемая при расчете льдогрунтовой консоли на прочность:
а – в разрезе; *б* – план

В зависимости от температуры добываемого продукта и мерзлотно-грунтовых условий площадки строительства в настоящей публикации рассмотрены некоторые типовые примеры технических решений по обеспечению устойчивости добывающих скважин и свайных опор трубопроводов обвязок скважин.

Параметры льдогрунтовой консоли подбираются по результатам прогнозных теплотехнических и прочностных расчетов, исходя из двух условий:

– обеспечения устойчивости льдогрунтовой консоли;

– обеспечения несущей способности свайных опор трубопроводов.

Образующаяся с помощью термостабилизаторов консоль из мерзлого грунта используется как основание под свайные опоры трубопроводов обвязок. Напряженно-деформированное состояние льдогрунтовой консоли рассчитывается по трем группам предельных состояний. Толщина плиты, её длина в радиальном направлении и ширина должны определяться расчетом на прочность. Ниже глубины термостабилизаторов – толщины мерзлой плиты – происходят увеличивающееся во времени радиальное оттаивание, просадка грунтов вокруг скважины и образование под мерзлой консолью вакуумного пространства. В результате мерзлая плита принимает форму, похожую на консольный блок, длиной *a*, шириной *b*, толщиной *h*, длиной консольной части охлажденного блока *l* (рис. 3). Данные параметры для расчетов получают по результатам прогнозных теплотехнических расчетов. Блок остается как бы выступающей частью массива ММГ – льдогрунтовой консолью, находящейся под влиянием собственного веса грунта и внешних нагрузок от оборудования в приустьевой зоне скважины.

Задача о прочности консольного блока рассматривается следующим образом. Обычным условием прочности материалов является непревышение напряжениями предела прочности на разрыв или на сдвиг в какой-либо точке. Однако в данном случае применение этого условия прочности затруднительно в связи с тем, что прочность многолетнемерзлого грунта, будучи зависимой от отрицательной температуры и являясь высокой при низкой температуре, практически равна нулю при 0 °С. Поэтому задание температурных условий в крайних точках в крайних волокнах может привести к большим ошибкам в прочностной задаче.

Для оценки прочности в этом случае следует учитывать пластичность грунтов, так как в блок-консоли в плоскости

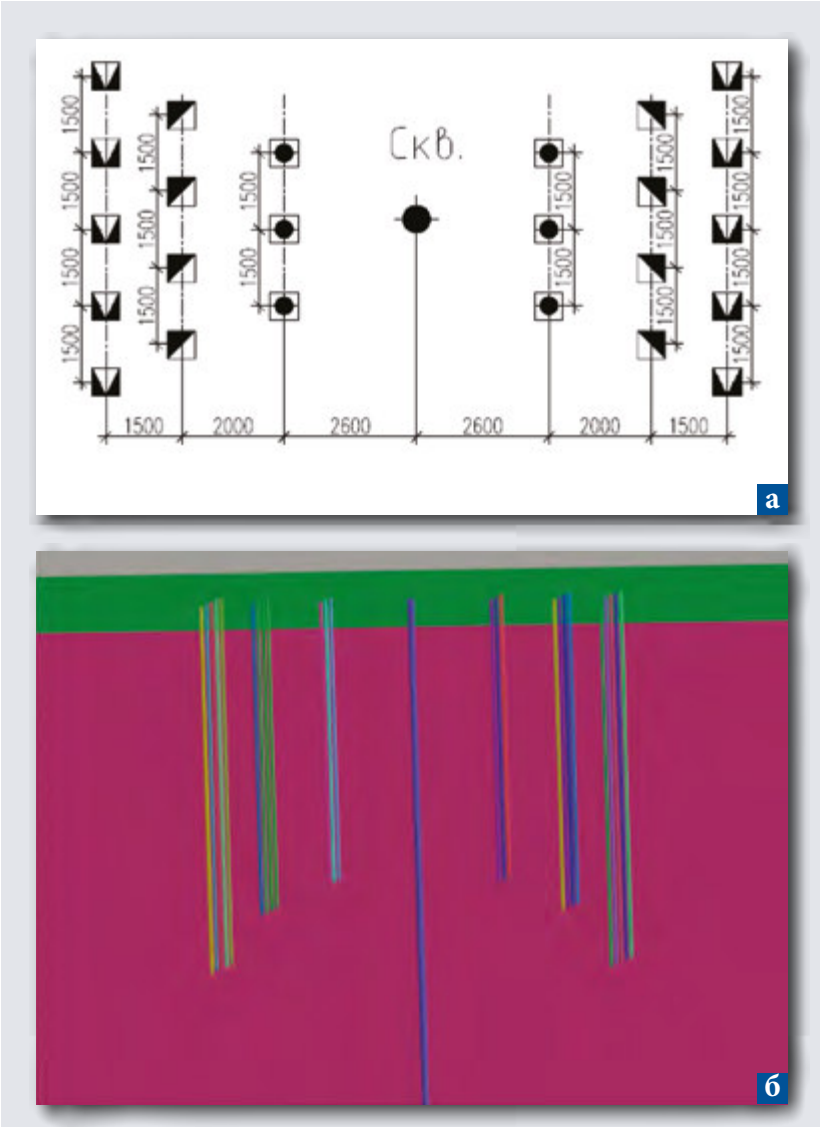

Рис. 4. Схема расстановки термостабилизаторов в плане (а) и разрезе (б) в соответствии с техническим решением по термостабилизации грунтов

максимального изгибающего момента в предельном состоянии возникает «пластический шарнир», прочность которого характеризуется либо «предельным изгибающим моментом» M_{lim} [2, 3] (проверка прочности на изгиб), либо предельным сопротивлением сдвигу τ_{lim} (проверка прочности на сдвиг). При проверке коэффициенты прочности консоли на сдвиг и изгиб должны быть выше 1.

По результатам прогнозных теплотехнических и прочностных расчетов, в зависимости от типа инженерно-геокриологического разреза и устьевых температур могут быть разработаны технические решения, обеспечивающие эксплуатационную надежность, определены требуемые проектные температуры и устойчивое состояние несущей льдогрунтовой консоли. Ниже приведены типовые технические решения для кустовых площадок с различными геокриологическими условиями.

Для кустовых площадок, на которых расположены скважины с низкими температурами газа (10...15 °С) в устье, характеризующихся распространением нельдистых многолетнемерзлых грунтов сливающегося типа, техническое решение (ТР) по термостабилизации грунтов предусматривает установку вертикальных термостабилизаторов с глубинами заложения 10, 11, 13 м (рис. 4, 5). Результаты расчетов показали, что под охлаждающим влиянием термостабилизаторов, расставленных по определенной схеме, формируется массив мерзлого грунта в форме консоли.

Для кустовых площадок, на которых расположены скважины со средними температурами газа 34–45 °С в устье, характеризующихся распространением многолетнемерзлых грунтов суглинистого состава, достаточно предусмотреть установку вертикальных термостабилизаторов с глубинами заложения 12, 14, 17 м.

Для кустовых площадок, на которых расположены скважины с высокими температурами газа 48–87 °С в устье, характеризующихся распространением многолетнемерзлых грунтов сливающегося типа суглинистого состава, необходимо предусмотреть установку вертикальных термостабилизаторов с глубинами заложения 13, 15, 18 м.

Для кустовых площадок, на которых расположены скважины с температурами газа 34–87 °С в устье, характеризующихся распространением мерзлых грунтов песчано-супесчаного состава, необходимо предусмотреть теплоизоляцию стволов скважин и установку вертикальных термостабилизаторов с глубинами заложения 13, 15, 18, 21 м.

Для кустовых площадок (независимо от температуры добываемого продукта), характеризующихся распространением сильнольдистых многолетнемерзлых грунтов, вмещающих пластовые льды, требуются теплоизоляция стволов скважин до глубины распространения льдистых грунтов и установка

вертикальных термостабилизаторов с глубинами заложения 13, 15, 18, 21 м.

Таким образом, по результатам прогнозных теплотехнических и прочностных расчетов, в зависимости от типа инженерно-геокриологического разреза и устьевых температур предложены технические решения, обеспечивающие эксплуатационную надежность добывающей скважины, требуемые проектные температуры и устойчивое состояние несущей льдогрунтовой консоли. Кроме того, в соответствии с результатами расчетов из условий сохранения мерзлого грунтового массива с проектной отрицательной температурой и необходимой несущей способности свай, определено расчетное эффективное расстояние расположения термостабилизаторов от ствола добывающей скважины. В зависимости от инженерно-геокриологического разреза и температуры продукта эффективное расстояние от скважины составляет 3–4 м. Именно на таком эффективном расстоянии от ствола добывающей скважины и должны быть расположены первые опоры трубопроводной обвязки. С этой целью могут быть использованы длиннопролетные конструкции.

Применение подобных технических решений позволит рассчитать наиболее оптимальное расстояние между устьями скважин, что значительно уменьшит расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного уменьшения размеров самой площадки.

Следует также отметить, что даже при условии сохранения многолетнемерзлого состояния пород, вмещающих скважины, нет гарантии того, что опасные криогенные процессы не начнут развиваться под воздействием различных природных и техногенных факторов (повышенное снегонакопление, подтопление и т.д.).

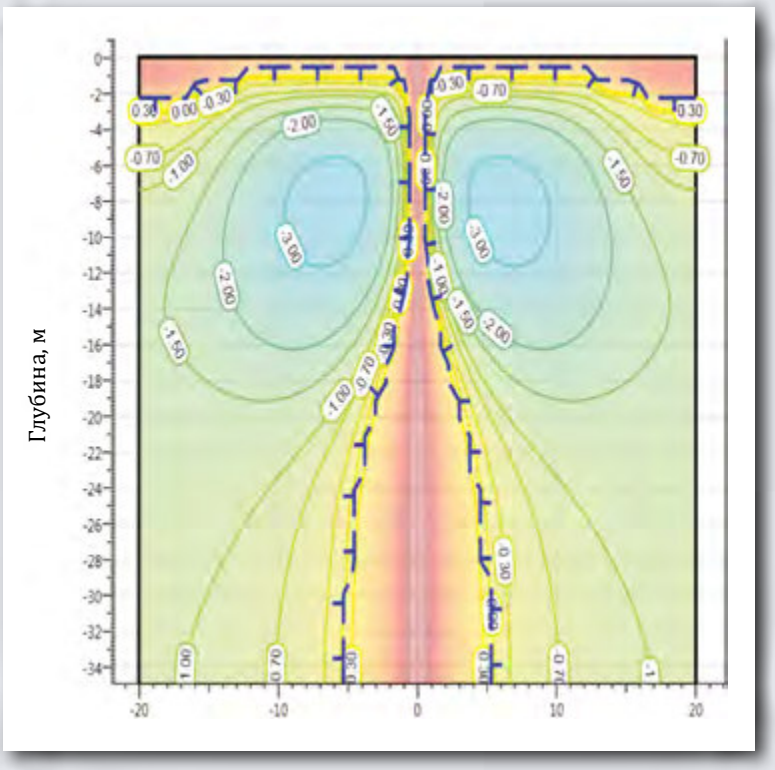

Рис. 5. Фрагмент температурного поля, сформированного на 30-й год эксплуатации газодобывающей скважины при применении термостабилизаторов

Требуется предусмотреть мероприятия инженерной защиты, исключающие и предупреждающие воздействие опасных криогенных процессов на объекты газодобычи при соответствующем технико-экономическом обосновании на весь период эксплуатации.

Прогноз развития криогенных процессов и количественная оценка их воздействия по результатам расчетов должны быть сопоставлены и откорректированы по результатам реализации программы комплексного геотехнического мониторинга на этапах строительства и эксплуатации месторождений. Для своевременного принятия управляющих технических решений система геотехнического мониторинга должна обеспечивать комплексную диагностику всех сооружений и площадки в целом. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. А.Б. Осокин, Г.К. Смолов, А.С. Витченко, А.О. Васильева. Обеспечение устойчивости добывающих скважин в особо сложных геокриологических условиях Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. // Материалы пятой конференции геокриологов России.– 2016 – Т. 1. – Ч. 3. – С. 132–138.

2. Гречищев С.Е. Исследования ползучести мерзлых дисперсных пород при изгибе: в сб. Тепловые и механические процессы при разработке полезных ископаемых. – М.: Наука, 1964 – С. 107–113.

3. Гречищев С.Е. Приближенный метод расчета взаимодействия мерзлых пород кровли с крепью: в сб. Тепловые и механические процессы при разработке полезных ископаемых. – М.: Наука, 1964– С. 146–157.

УДК 622.24

СЛОЖНЫЕ СКВАЖИНЫ, РЕШЕНИЯ ПО СПУСКУ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

И.М. Бабин, ведущий инженер;
А.К. Секач, главный инженер проекта
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».
E-mail: i.babin@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: стратегия строительства сложных скважин; бурение; спуск обсадных колонн; скважина с большим отходом от вертикали; БОВ; горизонтальное бурение; крепление; бурение с суши под море; Обская губа; проектирование.

Аннотация. В статье проведен анализ спуска обсадной колонны в скважину с большим отходом от вертикали (БОВ), расположенную в пределах береговой линии Тазовского п-ова. Глубина скважины по стволу/ вертикали достигает 3600/6630 м с отходом от вертикали более 5000 м. Проанализирован современный отечественный и зарубежный опыт бурения подобных скважин и дан анализ проведения работ по спуску обсадных колонн с учетом большой протяженности субгоризонтального участка ствола (длиной до 2300 м) при диаметре открытого ствола 295,3 мм.

Начиная с 80-х гг. прошлого века, объем наклонно направленного и горизонтального бурения постоянно увеличивается. В настоящее время во всем мире бурение горизонтальных скважин занимает важное место. Это, в частности, связано с освоением нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе и в труднодоступных местах. Наклонно направленное и горизонтальное бурение с большим отходом от вертикали является эффективным способом, который позволяет увеличить охват месторождения, достигая при этом продуктивных пластов, расположенных на значительном расстоянии от берега под морем, снижая общие затраты на его освоение.

Строительство скважин с большим отходом от вертикали (БОВ) весьма успешно осуществляется во многих странах мира как на суше, так и на море: в США (Мексиканский залив, Калифорния, Северный склон Аляски), в Канаде, в Китае, в Австралии, в Новой Зеландии, в Великобритании, в Норвегии на Северном море, в Венесуэле и России (Охотское море). Накопленный опыт бурения скважин позволяет предусмотреть в планах на ближайшие годы интенсивное освоение новых разведанных морских нефтегазовых месторождений, таких как Приразломное, Варандей-море (Печорское), Штокмановское (Баренцево море), месторождения в Охотском, Балтийском и Каспийском морях [1].

Для уточнения геологического строения и получения информации по ожидаемым запасам углеводородов на территории Тазовского п-ова, Тюменской обл. предполагается пробурить несколько горизонтальных и субгоризонтальных скважин на береговой линии Тазовской губы в пределах её сухопутной части. Траектории скважин в своем отклонении от вертикали уходят далеко под её акваторию.

Проектирование скважин с БОВ требует детального анализа соответствующих исходных геологических данных, на основе которых моделируется траектория ствола скважины. Факторы, которые необходимо принять во внимание, – это нестабильность стенок ствола скважины, эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора, проводка ствола скважины, а также свойства зон с аномальными давлениями и прочими осложнениями.

Скважина с большими отходами от вертикали – крайне чувствительная система. При моделировании программы промывки скважины необходимо учитывать конечные

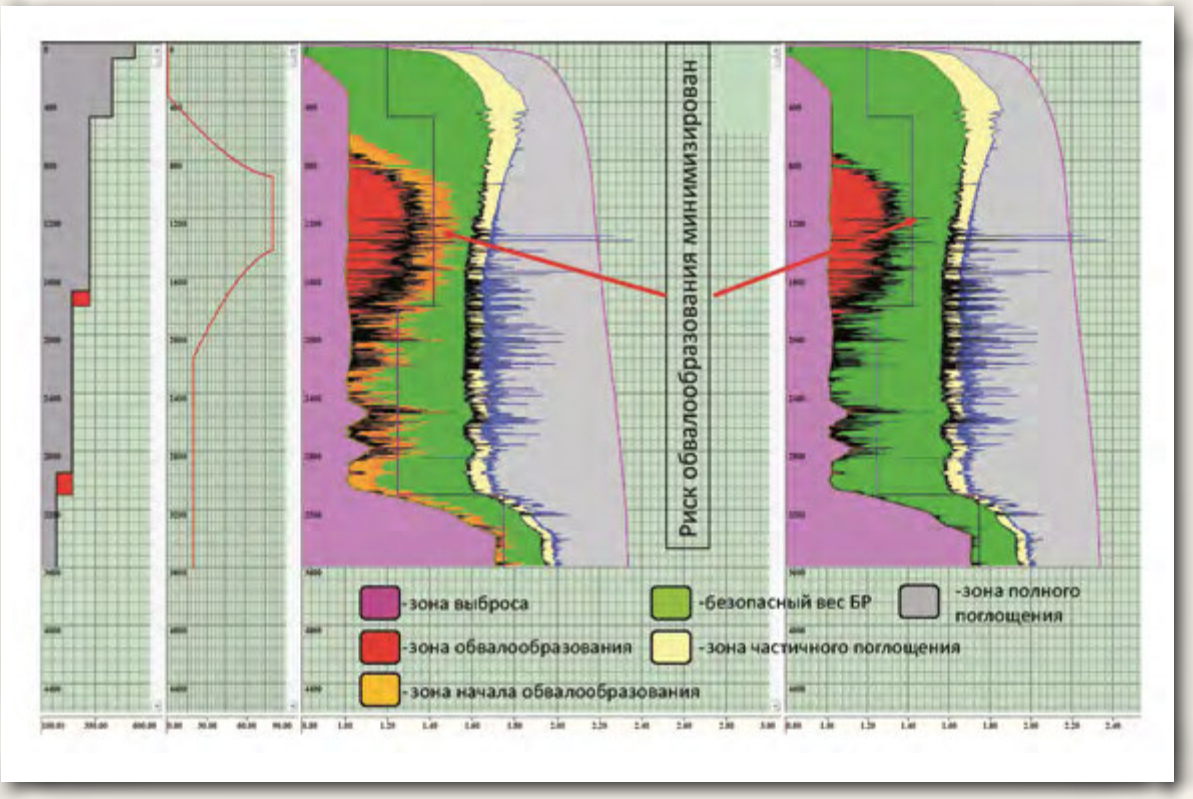

Рис. 1. Зоны распределения градиентов давлений на геомеханической модели разреза скважины

результаты исследований, динамику цементирования и центрирования при спуске обсадных колонн в наклонном стволе, а также воздействие осевых нагрузок на обсадную колонну. Крайне важно, чтобы такие характеристики, как коэффициенты сопротивления обсадной колонны о стенки скважины, или металл-металл, влияние боковых сил, были детально проанализированы и просчитаны.

В итоге, при проектировании рассматриваемой скважины на территории береговой линии Тазовского п-ова большое внимание уделялось геологическому строению разреза, расчету конструкции скважины и технологии ее крепления, параметрами которых являются:

- для геологических условий: расположение на береговом участке, литология, градиенты порового давления и гидроразрыва, коллекторские свойства пласта, сдвиги и углы «атаки» входа в пласт, данные сейсморазведки и геонавигационное исследование;
- для конструкции скважины: диаметр ствола скважины, расчёт конструкции и прочностных характеристик обсадных колонн, минимальная глубина и анализ осевых нагрузок и боковых сил, гидравлика промывки и цементирования;
- для технологии крепления: предельные возможности буровой установки, технологические регламенты, нетрадиционные технологии строительства скважины, спуск и проходимость обсадных колонн (калибровка коэффициентов трения, анализ сил, действующих на колонну, возникающих при спуске или подъеме).

С учетом геомеханической модели (рис. 1) для определения условий, совместимых с бурением, рассмотрено и адаптировано под эту модель множество вариантов траектории ствола скважины (рис. 2). Использование указанной геомеханической модели позволяет изучить литологию, физику породы для оценки потенциально опасных зон, направления напряжений в пласте, механические характеристики коллектора. Нестабильность ствола стенок скважины может быть определена по опыту бурения.

Разработанная траектория ствола скважины позволяет безопасно вскрывать разрез в интервале глубин 1800–2820 м с градиентами начала обвалообразования, которые превышают градиент начала поглощения. Траектория ствола скважины должна удовлетворять поставленным геологическим задачам и минимизировать риски, связанные с нестабильностью ствола скважины.

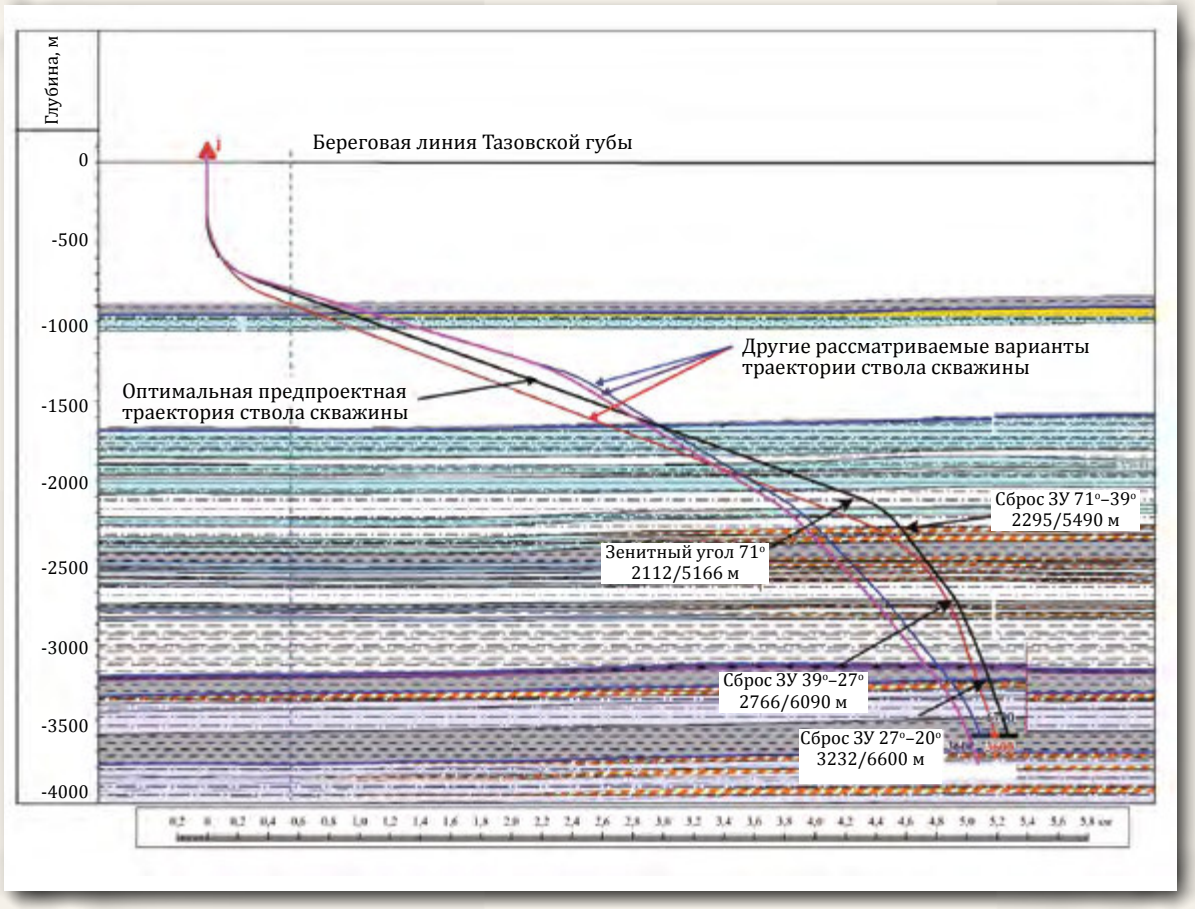

Рис. 2. Варианты проектных траекторий ствола скважины на геомеханической модели разреза

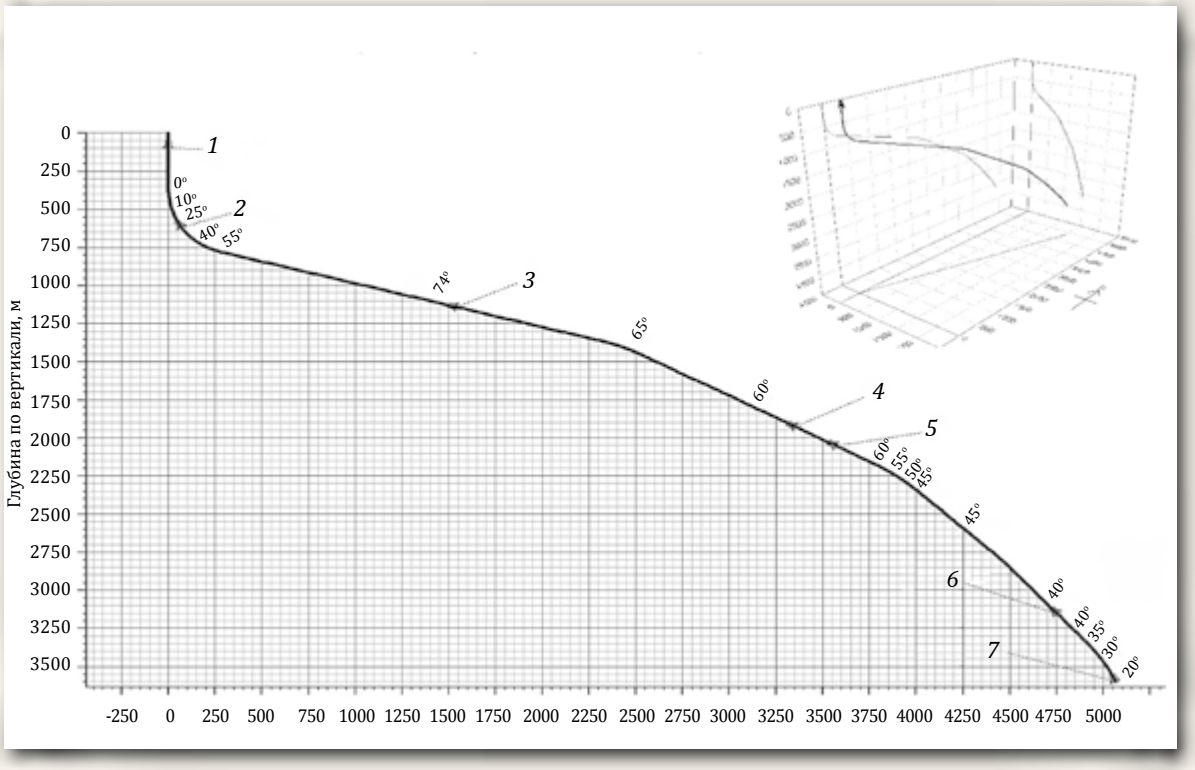

Рис. 3. Проектная траектория ствола скважины

Результат расчета определения минимальной глубины спуска обсадных колонн

Колонна, диаметр, мм	Глубина спуска по стволу, м	Градиент ГРП под башмаком, МПа/м	Давление ГРП, МПа	Глубина кровли проявляющего пласта, м	Относительная плотность газа по воздуху	Пластовое давление в проявляющем горизонте, МПа	Ожидаемое внутреннее давление у башмака колонны при газопроявлении, МПа
Кондуктор, 426,0	620	0,0173	10,726	1007,0	0,588	9,88	9,66
Первая промежуточная, 323,9	1141	0,0174	18,861	1715,0	0,571	16,82	16,28
Вторая промежуточная, 244,5	2054	0,0175	34,148	2360,0	0,571	23,15	22,75
Потайная, 177,8	3155	0,0190	56,948	3314,0	0,604	52,02	51,52
Эксплуатационная, 139,7	3600	0,0203	69,426	3600,0	0,604	58,27	58,27

В качестве осложнений при бурении встречаются: кавернообразования, осыпи и обвалы стенок скважины при растеплении многолетнемерзлых пород (ММП) в верхних интервалах, осыпи и обвалы при прохождении в субгоризонтальном стволе, поглощения бурового раствора, газопроявления в гидронасыщенных пластах. По разрезу имеется распространенная зона поглощения бурового раствора.

Смоделированная траектория S-образного ствола скважины (рис. 3) имеет вертикальный ствол, в котором располагаются направление *1* диаметром 530,0 мм, спускаемое в интервале 0–100 м, для предотвращения размыва устья скважины и кавернообразования, которые могут произойти при растеплении пород ММП. Кондуктор *2* диаметром 426,0 мм, спускаемый на глубину 620 м по вертикали, перекрывает породы ММП по всей ее толщине. Участок набора зенитного угла перекрывает первая промежуточная колонна *3* диаметром 323,9 мм, используемая для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины и перекрытия интервала газоводопроявлений березовской свиты. Подвесное герметизирующее устройство *4* входит в состав потайной обсадной колонны диаметром 177,8 мм. Вторая промежуточная колонна *5* диаметром 244,5 мм перекрывает зону несовместимости при наличии зон АВПД (газоносные интервалы). Башмак *6* потайной обсадной колонны диаметром 177,8 мм перекрывает зоны АВПД (изменение коэффициентов аномальности от 1,1 до 1,45). Башмаки колонн предполагается устанавливать в плотных породах на участках стабилизации зенитного угла. Эксплуатационная колонна *7* состоит из двух секций высокопрочных обсадных труб групп прочности Р-110 (М) одного диаметра 139,7 мм, но с разными толщинами стенок (9,16 и 6,98 мм). Допустимые растягивающие нагрузки в резьбовых соединениях равны 2851 и 2211 кН, что (согласно предварительным расчетам) позволяет безопасно спустить колонну от устья до проектного забоя. Эксплуатационная колонна перекрывает нижние интервалы, обусловленные зонами АВПД (коэффициент аномальности от 1,50 до 1,65), в меловых отложениях верхней юры.

Конструкция скважины в полной мере подтверждена расчетами и удовлетворяет требованиям нормативных документов в области проектирования. Оптимальное число обсадных колонн (таблица) определено и рассчитано исходя из количества зон несовместимости с условиями проводки ствола скважины по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов и прочности пород.

Для эффективной очистки ствола скважины была построена модель гидравлического расчета промывки. Самый протяженный интервал открытого ствола, равный 2238 м, на субгоризонтальном участке траектории перекрывается обсадной колонной диаметром 244,5 мм, при спуске на глубину 2054/4454 м по вертикали/по стволу.

Полимерглинистая система бурового раствора, используемая при бурении интервала

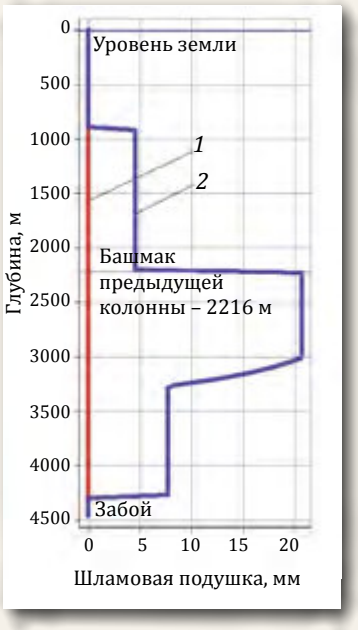

Рис. 4. Концентрация выноса бурового шлама:
1 – шламовая подушка при подаче насосов 40 л/с;
2 – отсутствие шламовой подушки при подаче насосов 45 л/с

под спуск обсадной колонны 244,5 мм, устойчива к высоким забойным температурам и без сопутствующего повышения обеспечивает стабильные показатели статического напряжения сдвига (СНС). Необходимая на таких глубинах в субгоризонтальном стволе скважины поддержка эквивалентной циркуляционной плотности в затрубном пространстве позволяет эффективно очищать ствол скважины без образования закупорок и шламовых подушек. Рассчитанная плотность бурового раствора создает необходимую устойчивость стенок скважины при зенитных углах в 60°. Транспортировка частиц выбуренной породы на поверхность оценивается при следующих исходных данных:

Механическая скорость проходки, м/ч 12,0
Угловая скорость ствола ротора, мин$^{-1}$ 120
Средний диаметр частиц выбуренной породы, мм 3,18
Пористость шлама, % 36

В результате моделирования очистки ствола скважины были выявлены допустимые пределы режимов бурения для качественной очистки ствола скважины.

Итогом моделирования стали данные о концентрации выноса бурового шлама (рис. 4), высоте отложения, критической скорости восходящего потока для заданной секции колонны обсадных труб, инклинометрии и расходах бурового насоса. Гидравлический анализ промывки скважины позволил увидеть эффект изменения расхода по отношению к скорости восходящего потока в кольцевом пространстве.

При подаче бурового насоса в 40 л/с образуется шламовая подушка в межколонном пространстве, которая достигает

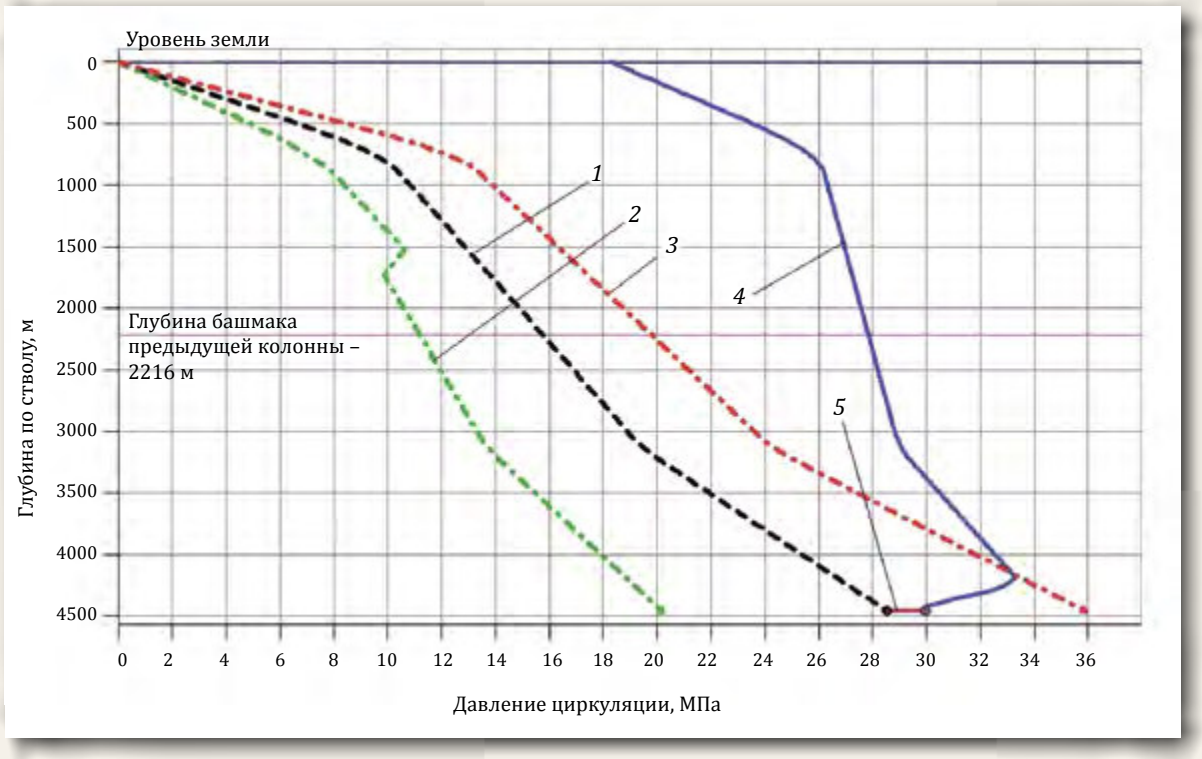

Рис. 5. График изменения давления в зависимости от потерь в бурильной колонне, кольцевом пространстве и на долоте по глубине ствола скважины:
1 – давление в затрубе; *2* – поровое давление; *3* – давление градиента гидроразрыва пород; *4* – давление в колонне; *5* – потери давлений на долоте

размера от 7 до 20 мм по всему стволу. Увеличение подачи до 50- 60 л/с исключает зашламованность ствола скважины.

Определенная расчетным путем гидродинамика промывки скважины (рис. 5) позволит минимизировать риски проявлений и гидроразрыва пород в открытом стволе при бурении интервала 2216–4454 м.

Моделирование позволило определить нормальный режим потока поступающего шлама в зависимости от показателей механической скорости проходки, интенсивности промывки, диаметра ствола скважины и частоты вращения инструмента. Для оценки осевых нагрузок и сил натяжений, действующих на обсадную колонну при ее спуске, использовалась компьютерная модель, которая учитывала траекторию ствола скважины, реологию бурового раствора, режимы спуска обсадной колонны в скважинных условиях.

Сложный характер сил сопротивления движению обсадной колонны при взаимодействии колонны труб со стенкой скважины не позволяет в полном объеме получить всю информацию о возможных проблемах при спуске ОК. Из анализа результатов замеров А.И. Втюрина [2] следует, что силы сопротивления в наклонном стволе скважины возрастают с увеличением веса 1 м труб. А анализ научных работ М.Л. Кисельмана [3] позволяет сделать выводы, что нагрузка по индикатору веса в процессе движения бурильного инструмента находится в линейной зависимости от длины висящего на крюке инструмента независимо от профиля скважины. Иначе говоря, с увеличением длины инструмента силы сопротивления растут по линейному закону.

Вес обсадной колонны диаметром 244,5 мм, спускаемой в скважину, согласно расчету, в воздухе равен 2828,73 кН (1 м – 0,635 кН), а значение растяжения до предела текучести стали марки Р-110 (М) – 6142,0 кН, коэффициент запаса на растяжение – 2,171. Для таких колонн требуется специальное оборудование с увеличенной грузоподъемностью. Для спуска обсадной колонны в скважину с БОВ рекомендуется использовать систему верхнего привода со спусковым инструментом типа CRTi, TorkDrive-750 или их аналог (рис. 6).

Основные предназначения инструмента для спуска обсадных колонн – обеспечение безопасного спуска колонн до забоя, предупреждение прихвата колонн, расхаживание, вращение, обеспечение циркуляции и цементирование. Система обладает достаточной мощностью для подъема обсадных колонн из ствола скважины при их прихвате. Минимальное число движущихся узлов и минимальная востребованность в персонале дают преимущества на скважине с точки зрения безопасности и экономики [4].

Помимо наземного оборудования в ходе анализа инцидентов была пересмотрена оснастка обсадных колонн. За практику бурения на скважинах с большими отходами были рассмотрены различные типы пружинных центраторов (зарубежного и отечественного производства), турбулизаторы, цельнометаллические прямолопастные и роликовые центраторы. Последние было решено не рекомендовать к применению, так как их использование наиболее затратно с экономической точки зрения, а на практике они являются причиной дополнительных сопротивлений и посадок при спуске колонны [5].

Использование пружинных центраторов (рис. 7) позволит обеспечить центрирование труб в скважине, которые испытывают определенную радиальную нагрузку. Такая нагрузка зависит от горизонтальной составляющей веса обсадных труб в интервале центрирования и растягивающего усилия, которое, в свою очередь, определяется весом обсадных колонн. Диаграмма натяжения обсадной колонны по глубине в зависимости от траектории ствола скважины и установленной центрирующей оснастки на колонне представлена на рис. 8, изменение веса на крюке при спуске – на рис. 9. Соответственно, если радиальная нагрузка

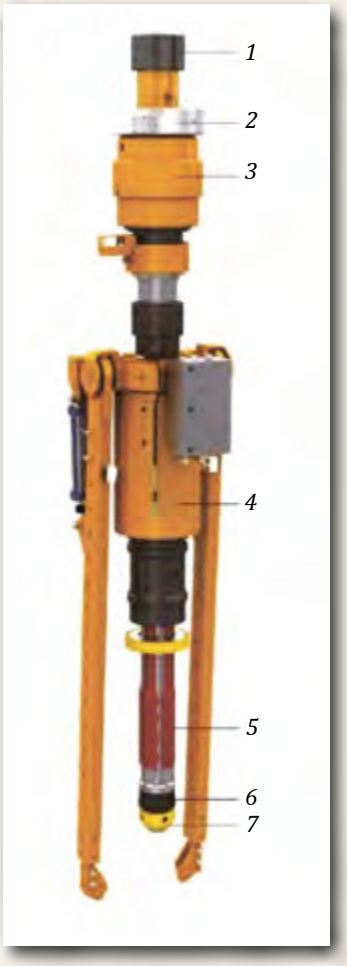

Рис. 6. Устройство для спуска обсадных колонн в скважину:
1 – соединение с наружной резьбой; *2* – беспроводная система измерения крутящего момента и нагрузки; *3* – компенсатор веса; *4* – гидравлический привод; *5* – лапы захвата; *6* – уплотнительная манжета; *7* – направляющая

Рис. 7. Центратор пружинный полужесткий

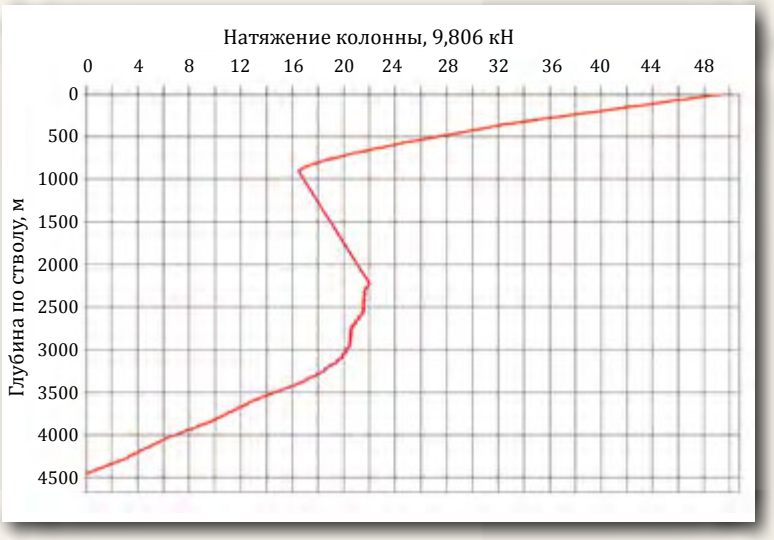

Рис. 8. Диаграмма натяжений обсадной колонны диаметром 244,5 мм при спуске с оснасткой из пружинных и прямолопастных низкофрикционных центраторов

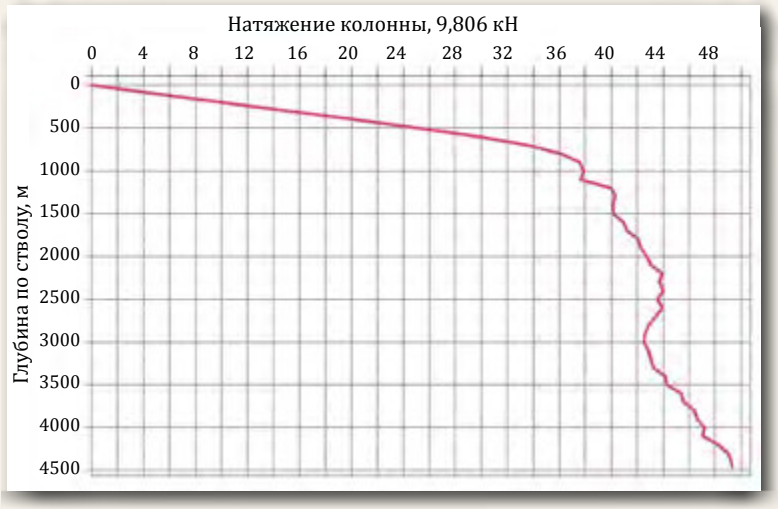

Рис. 9. Вес на крюке при спуске обсадной колонны диаметром 244,5 мм с оснасткой из пружинных и прямолопастных низкофрикционных центраторов

будет меньше либо равна радиальному центрирующему усилию, на которое рассчитан центратор, то установка их будет эффективна.

Прямолопастной центратор с низкофрикционными показателями изготавливается по номинальному диаметру открытого ствола, имеет минимальное сопротивление при спуске и не подвержен сжатию. В состав комплекса оснастки для обеспечения оптимальных условий спуска и цементирования обсадных колонн в горизонтальные и наклонные скважины с БОВ входят следующие технические средства: центратор пружинный с радиусными планками ПЦ (см. рис. 7), центратор прямолопастной жесткий низкофрикционный (рис. 10) и башмак колонный с возможностью вращения БК-ВР (рис. 11).

Колонный башмак, оснащенный эксцентричной свободновращающейся пластиковой направляющей насадкой с возможностью вращения, предназначен для оборудования низа обсадной колонны с целями направления ее по стволу скважины и прохождения осложненных зон (каверн и зоны сужения ствола) без посадок. В башмак рекомендуется устанавливать второй обратный клапан, который дублирует работу основного клапана, предотвращает возникновение гидравлического удара и движение жидкости или тампонажного раствора из затрубного пространства в обсадную колонну [6]. Для достижения наибольшего эффекта от применения пружинных и прямолопастных низкофрикционных центраторов важен интервал их установки. Расчетным путем выявлено, что центраторы типа ПЦ следует размещать на каждой трубе в интервале обсаженного ствола 0–2216 м, а в интервале 2216–4454 м (до забоя) в комбинации с прямолопастными низкофрикционными центраторами, которые имеют низкие показатели коэффициента

Рис. 10. Центратор прямолопастной жесткий низкофрикционный

Рис. 11. Башмак колонный с эксцентричной свободновращающейся пластиковой направляющей насадкой

трения ($К_{тр}$ = 0,04–0,1), высокую прочность на сжатие и износостойкость. Такая оснастка дает в среднем 50 % центрации обсадной колонны в обсаженном стволе, а в остальной части открытого ствола до забоя – 25–30 %. Такой подход к расстановке на обсадной колонне диаметром 244,5 мм требует не менее 56 жестких прямолопастных и 56 пружинных центраторов в интервале открытого ствола, а на межколонном интервале до 140 пружинных центраторов.

Совместно с пружинными и прямолопастными низкофрикционными центраторами для скважин с большими отходами от вертикали (более 3500 м) рекомендуется перед спуском обсадной колонны закачивать порцию бурового раствора, содержащую специальную смазку (наполнители) – стеклянные микросферы диаметром до 800 мкм [7]. Такая порция, имеющая наибольший коэффициент трения, устанавливается в интервале открытого ствола. В итоге, такой буровой раствор позволит в комбинации с центраторами уменьшить коэффициент трения при спуске обсадной колонны в глубоких скважинах до $К_{тр}$ = 0,20 в обсаженном стволе и $К_{тр}$ = 0,30 в открытом стволе (рис. 12).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Успешность проектов строительства скважин в большей мере зависит от результатов моделирования величин нагрузок и сил трения при продольном перемещении обсадной колонны. Разработанный комплекс мероприятий и технологических решений по спуску обсадных колонн в скважину с большими отходами от вертикали на практике позволит достичь безаварийного выполнения операций по спуску при использовании тщательно подобранной оснастки обсадных колонн (низкофрикционные прямолопастные и пружинные центраторы, установленные на определенных интервалах, и вращающиеся башмаки), а также с использованием специального оборудования с увеличенной грузоподъемностью для спуска с вращением обсадной колонны в скважину с большими отходами. ■

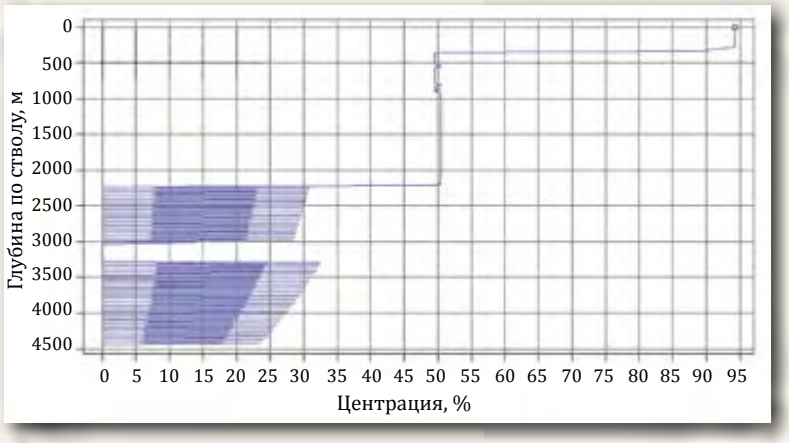

Рис. 12. Центрация обсадной колонны диаметром 244,5 мм в интервале спуска 0–4454 м

ЛИТЕРАТУРА

1. Современное состояние и перспективы бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с большими отклонениями ствола от вертикали. / А.С. Оганов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 36 с.
2. Втюрин А.И. Расчет долговечности деталей подъемного механизма буровых установок // Нефть и газ. Изв. вузов. – 1962. – № 7. – С. 101–107.
3. Кисельман М.Л. Определение сил трения в искривленных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1960. – № 9. – С. 43–46.
4. Weatherford Overdrive, Casing Running and Drilling System // Weatherford jour. – 2012. – С. 1–8.
5. Кустарев Д.А., Сигарев С.А. Лучшие практики ООО «РН–Уватнефтегаз» по спуску обсадных колонн в глубокие скважины // НТВ ОАО «НК Роснефть». Бурение и заканчивание скважин. – 2014. – Вып. 2. – С. 49–55.
6. Технологическая оснастка обсадных колонн «Битарт». – URL: http://burintekh.ru/products/bitart-type-250-and-modifications (дата обращения 17.11.2017 г.)
7. Warmerdam B., Cummins T., Thomson C. Успешный спуск обсадной колонны в сложную скважину // WorldOil: Бурение и заканчивание. – 2008. – № 11. – С. 12–15.

УДК 622.24.084.34

ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРОВОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ И БЕЗОПАСНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ХАРАСАВЭЙСКОГО ГКМ

А.Н. Петров, инженер;
А.К. Секач, главный инженер проекта;
В.В. Головин, ведущий инженер;
А.Г. Ершов, ведущий специалист
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».
E-mail: v.golovin@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: проектирование скважин; бурение горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали; буровой раствор на углеводородной основе; первичное вскрытие продуктивного пласта; Харасавэйское газоконденсатное месторождение (ГКМ).

Аннотация. Рассмотрены особенности геологического строения разреза и выделены возможные осложнения и проблемы при бурении горизонтального участка ствола скважины Харасавэйского ГКМ. Даны рекомендации по выбору наиболее подходящего типа бурового раствора. Приведены проектные данные о составе и свойствах раствора на углеводородной основе.

Одним из проектных решений, оказывающих значительное влияние на эффективность бурения скважины, является выбор бурового раствора, тип и свойства которого влияют на качество строительства скважин, определяют возможность предупреждения осложнений, успешность вскрытия и освоения продуктивных пластов. По мере развития нефтегазовой промышленности ширится география разведочного и эксплуатационного бурения. Вводятся в эксплуатацию месторождения, расположенные в экологически запретных зонах и труднодоступных местах. На таких разрабатываемых месторождениях профили и конструкции скважин становятся все более сложными.

При бурении горизонтальных скважин и скважин с большим отклонением от вертикали основные трудности связаны с обеспечением устойчивости ствола скважины и передачей осевой нагрузки на забой, что напрямую связано с необходимостью преодоления сил трения, которые возрастают с увеличением зенитного угла и протяженности ствола скважины. Помимо технических сложностей, характерных для всех скважин со сложным профилем, их строительство сопровождается трудностями, связанными со сложным геологическим разрезом. Наличие в интервале неустойчивых аргиллитов, так называемых шоколадных глин, и других неустойчивых отложений, вскрытие которых с высокими зенитными углами обусловливает проблему устойчивости ствола скважины, создает дополнительные трудности проводки скважин сложного профиля.

Главные роли в решении данных проблем принадлежат технологии промывки и выбору буровых промывочных жидкостей.

ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» является разработчиком проектной документации на строительство эксплуатационных скважин на Харасавэйском газоконденсатном месторождении (ГКМ), расположенном в севе-

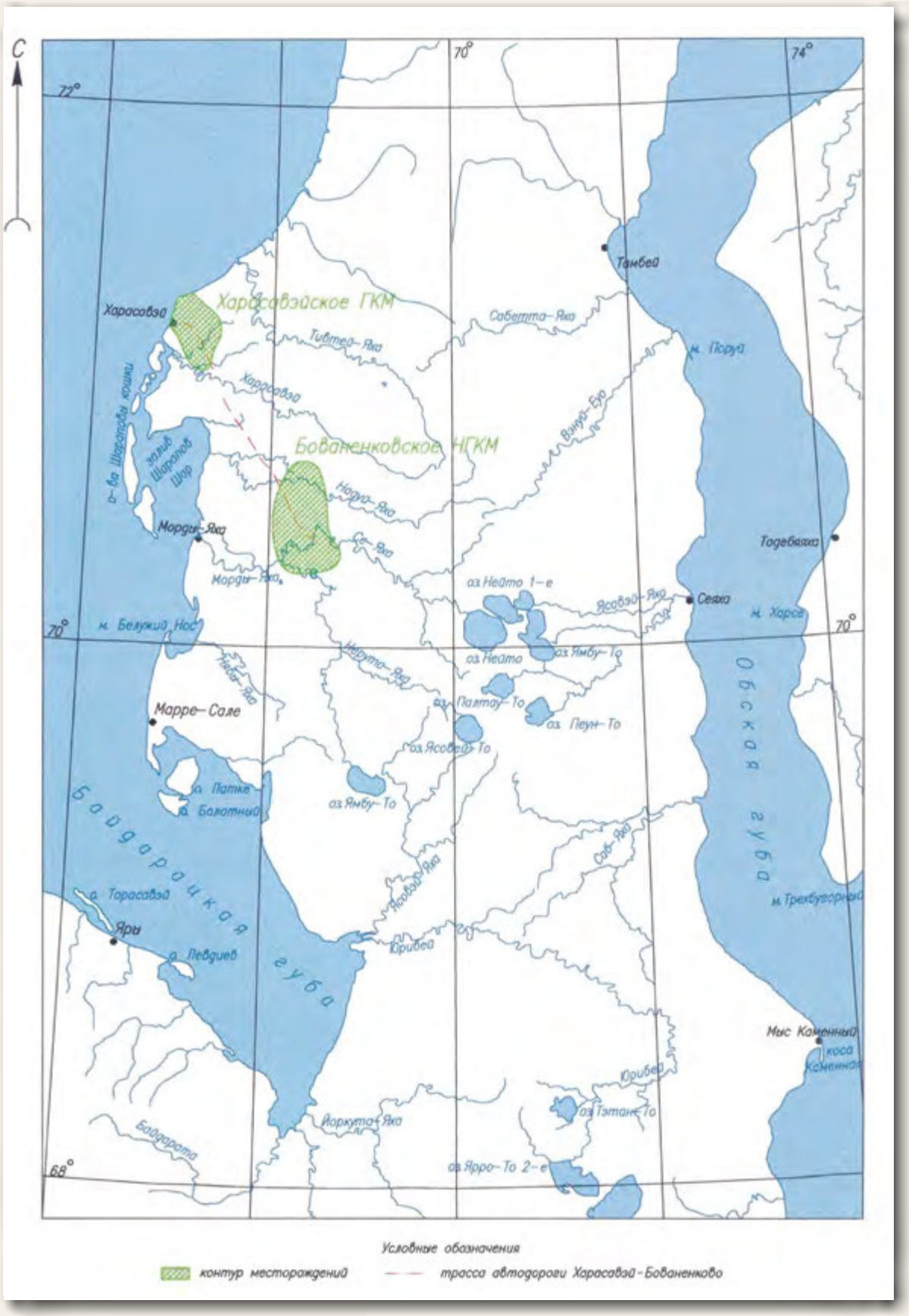

Рис. 1. Обзорная карта района работ

ро-западной части п-ова Ямал Ямало-Ненецкого автономного округа, на расстоянии 480 км к северу от г. Салехарда и на 1/3 общей площади уходящим под воду на прибрежный шельф. Месторождение открыто в 1974 г. и сформировано как объект разведки в 1975 г. Участок проведения работ расположен севернее 67-й параллели в северно-западной части п-ова Ямал Западно-Сибирской низменности, на берегу Карского моря (рис. 1).

Геолого-технические условия бурения скважин на Харасавэйском ГКМ характеризуются неоднородным литолого-стратиграфическим разрезом, который представлен фундаментом палеозойских отложений и отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. В меловых отложениях выделяются ахская, танопчинская, яронгская и марресалинская свиты, к которым приурочены продуктивные песчаные пласты групп БЯ, ТП и ПК. Верхнемеловой отдел (без сеноманского яруса) включает три свиты: кузнецовскую, березовскую и ганькинскую.

Палеогеновые отложения развиты в пределах изучаемой территории повсеместно. Осадконакопление в палеогене происходило в условиях морского бассейна. Неогеновые отложения на рассматриваемой территории практически полностью размыты. Четвертичные отложения представлены глинами, суглинками, песками, супесями, алевролитами, содержащими гальки и валуны в виде рассеянных включений.

Характеристики продуктивных пластов, которые легли в основу технологического проекта разработки Харасавэйского ГКМ, и проектной документации «Скважины газовые эксплуатационные горизонтальные на пласте $ТП_{1-5}$ на Харасавэйском ГКМ» приведены в таблице.

Выбор бурового раствора для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и эксплуатационный хвостовик на Харасавэйском ГКМ, а именно для успешной проводки горизонтального ствола и вскрытия продуктивной залежи, должны обеспечивать высокие технико-экономические показатели бурения, при этом растворы должны быть безопасны для людей и окружающей природной среды в процессе приготовления, применения и дальнейшей утилизации отходов бурения.

Принципы выбора бурового раствора для горизонтальных и вертикальных скважин одинаковы. Однако при выборе раствора для горизонтальных скважин некоторые аспекты требуют более детальной проработки. Таковыми являются:

– гидравлическая программа;

– смазочные свойства раствора;

– реологические свойства;

– толщина фильтрационной корки и опасность возникновения прихватов, вызванных дифференциальным давлением;

– регулирование содержания твердой фазы в буровом растворе;

– загрязнение продуктивного пласта;

– устойчивость стенок скважины;

– вынос шлама и размыв стенок скважины.

Одним из наиболее проверенных методов выбора бурового раствора для горизонтальных скважин является учет опыта успешного бурения соседних вертикальных или наклонно направленных скважин, который позволяет осуществить аналитический выбор бурового раствора, во многих случаях являющегося модифицированным раствором, ранее примененным при бурении предыдущих скважин.

Сложнее всего добиться эффективного выноса выбуренной породы на участке скважины с зенитным углом 45–60°. На этих участках, особенно в интервалах с большими диаметрами ствола, невозможно обеспечить турбулентный режим течения промывочной жидкости, что может вызвать необходимость применения бурового раствора с повышенными реологическими свойствами [1, 2].

В горизонтальных скважинах продуктивный пласт дольше подвергается воздействию

Характеристика газовых продуктивных пластов с поровым типом коллектора

Пласт	Интервал залегания, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2	Коэфициент газоконденсато-, нефтенасыщенности	Пластовое давление, МПа	Коэфициент аномальности	Температура в пласте, °С
$ПК_1$	690–789	25–33	до 480	0,72	8,7	1,12	21
$ТП_{1-5}$	1360–1480	22–25	до 450	0,62–0,68	14,5	1,0	48

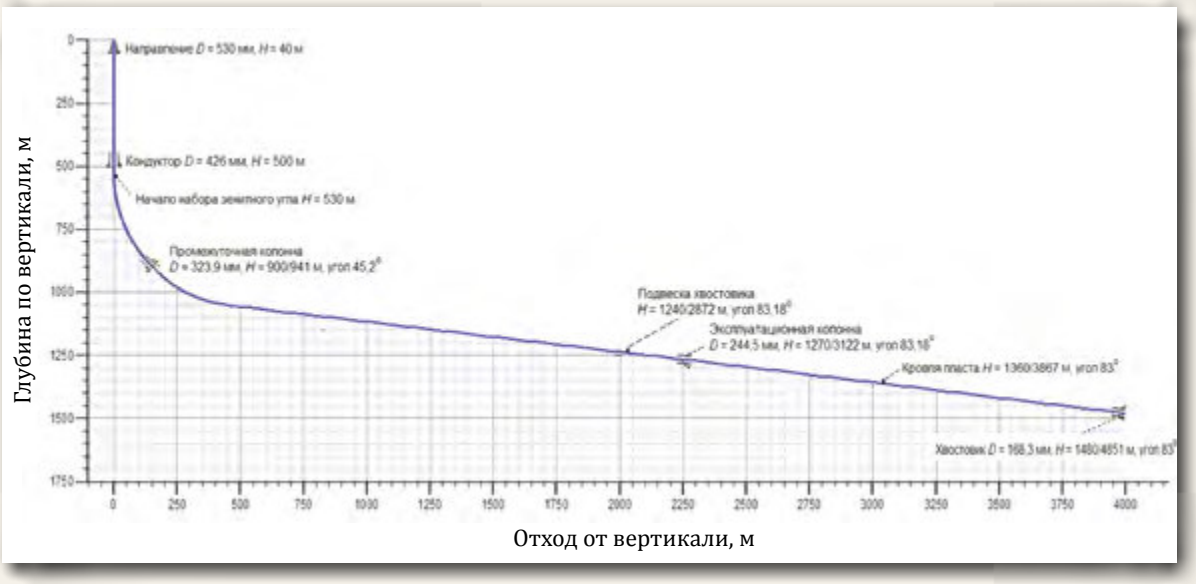

Рис. 2. Вертикальная проекция ствола скважины (от уровня моря)

бурового раствора. Следовательно, необходимо уделять больше внимания сохранению коллекторских свойств пласта, регулированию содержания и состава твердой фазы в буровом растворе, регулированию водоотдачи раствора. Применение качественного бурового раствора, оптимальная гидравлическая программа, эффективная методика очистки скважины от шлама, внимательный анализ опыта бурения – вот некоторые основные составляющие, обеспечивающие успешное бурение горизонтальных скважин.

Типовая конструкция проектируемых скважин на Харасавэйском ГКМ состоит из пяти колонн: направления, кондуктора, промежуточной колонны, эксплуатационной колонны и эксплуатационного хвостовика. Глубина рассматриваемой скважины составляет 1480 м по вертикали и 4851 м по стволу (рис. 2) [1].

Существуют несколько факторов, влияющих на успешную проводку горизонтального участка ствола скважины. Одним из самых главных факторов, обусловливающих высокие требования к качеству бурового раствора, является наличие протяжённого горизонтального участка длиной 3995 м под большим зенитным углом, достигающим 83°, в конце интервала бурения под спуск эксплуатационного хвостовика.

Взвесив результаты анализа опыта бурения скважин и анализа причин осложнений на Харасавэйском ГКМ, в проекте было предусмотрено бурение горизонтального участка с использованием раствора на углеводородной основе (РУО), начиная с глубины 941 м по стволу. По промысловому опыту такой ствол можно безаварийно пробурить с использованием раствора на водной основе (РВО). Однако в этом случае для обеспечения низкого коэффициента трения пришлось бы поддерживать значительную концентрацию смазки, которая в условиях постоянной наработки активной твёрдой фазы (за счет диспергирования неустойчивых глинистых пород) даже в высокоингибирующей системе, быстро теряет эффективность, требуя постоянного разбавления свежеприготовленным раствором с соответствующим увеличением объёмов утилизации отходов. Принимая во внимание тот факт, что даже при максимально возможном уровне ингибирования в РВО при бурении водочувствительных неустойчивых глинистых отложений (особенно под большим углом) не удаётся исключить возможность осыпания стенок скважины, что влечёт за собой длительные проработки и возможные проблемы при спуске колонны. Применение системы на водной основе может в конечном счете оказаться экономически невыгодным. Что касается относительно высокой стоимости РУО по сравнению с РВО, возможность повторного использования РУО делает его экономически эффективным при кустовом бурении, обеспечивает минимизацию гидродинамических колебаний в скважине за счет плоского реологического профиля в условиях разных температур и давлений. При анализе ранее пробуренных скважин Харасавэйского ГКМ выделены следующие характерные осложнения: обвалы

Рецептура бурового раствора

Реагент	Концентрация, кг/м^3
Кальций хлористый (ингибитор гидратации глин, утяжелитель)	90,0
Известь гашеная (контроль pH, поглотитель углекислоты)	30,0
Углеводородная среда (основа раствора)	650,0
Эмульгатор	30,0
Модификатор реологии	8,0
Регулятор фильтрации	10,0
Гидрофобизирующая жидкость	2,0
Органофильная глина (структурообразователь, регулятор реологических свойств)	10,0
$CaCO_3$ (карбонатный утяжелитель, кольматант)	До программной плотности

Рекомендуемые параметры бурового раствора на углеводородной основе РУО

Параметры	Значение
Плотность, кг/м^3	1220–1240
Пластическая вязкость, мПа·с	15–30
Динамическое напряжение сдвига, дПа	48–130
Статическое напряжение сдвига, дПа:	
1 мин	34–77
10 мин	48–168
Фильтрация, см^3/30 мин	≤ 3
Толщина корки, мм	1
Содержание песка, %	≤ 0,5
Электростабильность, В	≥ 350
Соотношение У/В*	80/20

* Углеводороды/вода

стенок скважины, шламонакопление и дюнообразования в длиннопротяженных стволах скважины, затяжки и посадки, прихваты и заклинивания бурового инструмента, поглощения бурового раствора в высокопроницаемых пропластках песчаника, газопроявления и водопроявления [1]. С учетом особенностей геологического строения разреза и возможных осложнений, а также для оптимизации бурения на интервале 941–4851 м (по стволу) была выбрана система углеводородного раствора на основе минерального масла. Применение РУО имеет ряд особенностей, которые должны быть учтены на этапе проектирования. Основа раствора должна обладать оптимальным сочетанием таких свойств, как низкие токсичность, цена и агрессивность к резиновым изделиям. Для обеспечения стабильности эмульсии следует применять диспергаторы.

Для регулирования технологических показателей и стабилизации эмульсии в состав раствора вводятся эмульгатор, в качестве структурообразователя – органофильная глина с улучшенными структурообразующими способностями, для обеспечения плоского реологического профиля раствора – модификатор реологии, для контроля фильтрации – реагент-регулятор, для гидрофобизации твердой фазы – гидрофобизирующая жидкость и карбонатные кольматанты разного помола. Рецептура и рекомендуемые параметры бурового раствора [2] приведены выше.

Использование РУО с подходящей рецептурой и параметрами позволит эффективно пробурить скважины с большим отходом от вертикали со сложным геологическим разрезом на Харасавэйском ГКМ и вполне может сыграть важную роль в успешном завершении бурения. Данный раствор положительно повлияет на устой-

чивость ствола скважины, в том числе на стабильность неустойчивых аргиллитов, предотвращая их диспергирование и набухание, значительно понизит коэффициент трения и толщину фильтрационной корки, тем самым практически полностью предотвратит риск возникновения дифференциальных прихватов, повысит как механическую, так и коммерческую скорости бурения за счет снижения числа осложнений, а также подойдет в качестве раствора для первичного вскрытия продуктивной залежи, минимально воздействуя на фильтрационно-емкостные свойства пласта. Одним из основных преимуществ РУО, в силу стабильности свойств и устойчивости к различным видам загрязнений, является возможность перевода с интервала на интервал и со скважины на скважину в полном объеме. Это позволит значительно сэкономить время и количество затрачиваемых химических реагентов на приготовление нового бурового раствора.

Таким образом, при проектировании в результате анализа был подобран подходящий тип бурового раствора с оптимальной рецептурой и параметрами, который обеспечит максимальные технико-экономические показатели бурения в горизонтальных участках ствола скважин на Харасавэйском ГКМ. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985. – 509 с.

2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: уч. пособ. для вузов. – М.: Недра, 1999. – 242 с.

Правила оформления статей

Для своевременного выхода журнала просим соблюдать следующие правила оформления статей:

1. Материалы представляются в электронном виде (e-mail: office-msk@krskgazprom-ngp.ru) с указанием названия журнала.
2. Материал должен иметь сопроводительное письмо.
3. Объем статей, как правило, составляет 8–10 страниц (параметры страницы А4 210×292 мм).
   Необходимо предоставить:
   • текст – в программе Word (через 1,5 интервала, шрифт 12, без разбивки на 2 колонки);
   • формулы – в программе Microsoft Equation 5.0;
   • рисунки – в одной из графических программ: Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel
   как по тексту, так и отдельными файлами от текста. Фотографии, предоставляемые в электронном виде, должны иметь разрешение не менее 250 dpi). Фотографии, предоставляемые на бумаге (для последующего сканирования), должны быть четкими и яркими.
4. Необходимо указать код УДК.
5. Список литературы.
   Пристатейные ссылки и/или списки литературы следует оформлять по ГОСТ Р 7.05-2008.
   Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления.
   Обязательны ссылки на иностранные публикации.
6. При написании статьи используются общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.
   При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (*A, I, d, h* и т.п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (β, sin, exp, lim), химических элементов (H_2O) и единиц измерения (МВт/см^2) — прямым (обычным) шрифтом. Символы (R℘⊗∈ и т.п.) оговариваются на полях рукописи.
   Рекомендуется использовать в формулах буквы латинского, греческого и других (нерусского) алфавитов.
7. Необходимо указать контактный телефон для связи с автором.
8. К статье прилагаются отдельно от текста информационные сведения: название статьи, ФИО автора(ов) полностью, должность, ученая степень, полное название организации, почтовый адрес, телефон, e-mail каждого автора, аннотация статьи и ключевые слова.
9. Материалы присылаются двумя отдельными файлами: статья, информационные сведения, аннотация и ключевые слова.

Аннотация – это краткая характеристика работы, содержащая перечень основных вопросов статьи.

Ключевые слова. Авторов просят выделить ключевые слова работы. Это делается для поисковых систем и классификации статей по темам. В интересах автора указать количество ключевых слов необходимое для увеличения шансов нахождения статьи через поисковые системы. (10–12 слов)

УДК 622.24

РЕЗУЛЬТАТЫ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА УЧАСТКЕ ОПР МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОКА ДЕ ХАРУКО (РЕСПУБЛИКА КУБА)

Бедняков В.В., начальник управления
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»;
Кох А.В., главный инженер проекта
ООО «СамараНИПИнефть»;
Салахов Э.С., главный специалист управления
АО «Гипровостокнефть».
E-mail: v.bednyakov@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: конструкция паронагнетательных скважин; цикл строительства скважин; скважина ПЦО; горно-геологические осложнения; оборудование для закачки пара.

Аннотация. В статье представлены результаты научно-исследовательских и проектных работ по реализации проекта опытно-промышленных работ на одном из участков месторождения Бока де Харуко в части бурения специальных паронагнетательных скважин. Проведенные работы, в том числе при осуществлении инженерно-технологического сопровождения строительства данных скважин, позволили достичь проектных технико-экономических показателей в сложных горно-геологических условиях на ограниченной по площади кустовой площадке. Принятые проектные решения позволили пробурить все скважины до проектных забоев и успешно ввести их в дальнейшую эксплуатацию для цикличной закачки перегретого пара в пласт Е1. Выводы по результатам бурения скважин могут быть учтены при планировании и реализации аналогичных проектов, в том числе на малоизученных площадях с трудно извлекаемыми запасами нефти и газа.

Специалистами института «Гипровостокнефть» в 2013 г. была успешно завершена работа по проектированию специальных паронагнетательных скв. ВЈ 2001, ВЈ 2002 и ВЈ 2003 на участке опытно-проектных работ (ОПР) месторождения Бока де Харуко (Республика Куба). Основой разработки проектной документации (ПД) стала научно-исследовательская работа (НИР), проведённая ранее институтом совместно со специалистами ОАО НТК «РМНТК-Нефтеотдача» [1].

Исходные данные для проектирования

Исходными данными для проектирования стали следующие документы:

1. Дополнение к проекту опытно-промышленных работ по внедрению паротепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождении Бока де Харуко Республики Куба» [2];

2. Техническое задание, утвержденное генеральным директором ОАО «Зарубежнефть»;

3. Программы бурения скважин, разработанные институтом совместно со специалистами буровой подрядной организации ERIELL OILFIELD SERVICES B.V. на основе ПД;

4. Нормативный документ Министерства базовой промышленности Республики Куба (Приложение А к Постановлению (Резолюции) № 116/2003 «Проект бурения скважин»);

5. Промысловые материалы и данные по ранее пробуренным скважинам на месторождении Бока де Харуко;

6. Труды и научно-технические достижения НПО «Термнефть» и РосНИПИтермнефть [3].

Для прохождения экспертиз проектная документация «Строительство паронагнетательных скважин месторождения Бока де Харуко» [4] была представлена в четырёх томах.

Том 1. «Общая пояснительная записка» с основными технико-технологическими решениями, прочностными расчетами, разделом «Испытание скважин» и т.д.

Том 2. «Проект организации строительства» с основными конструктивно-строительными решениями.

Том 3. «Охрана окружающей среды», разработанный на основе материалов комплексных инженерных изысканий, выполненных специалистами GEOCUBA в 2012 г.

Том 4. «Сметная документация» – комплект сметных расчетов на строительство скважин.

В рамках договорных отношений институт «Гипровостокнефть» совместно с заказчиком и кубинским отраслевым институтом EIPP (г. Гавана) осуществил сопровождение разработанной проектной документации при прохождении экспертизы и получении согласований (лицензий) в органах надзора Республики Куба, а именно:

– Сертификат микролокализации (IPF);

– Согласование с Министерством гражданской защиты (MINFAR) ;

– Лицензия об охране окружающей среды (CITMA);

– Разрешение от Агентства по противопожарной защите (APSI);

– Санитарная лицензия;

– План предотвращения катастроф;

– Лицензия на строительство (ONRM).

До направления ПД тома 1 «Общая пояснительная записка» на экспертизы после прохождения внутренней экспертизы заказчика было получено согласование от кубинского государственного нефтегазодобывающего предприятия EPEPO CUPET основных технико-технологических и экономических решений при бурении проектных скважин (Решение НТС EPEPO от 11 мая 2012 г. по проекту паронагнетательных скважин на месторождении Бока де Харуко, г. Гавана, Республика Куба).

В период с 2013 по 2014 г. проводилось бурение скв. BJ 2001, BJ 2002, BJ 2003 в сложных горно-геологических условиях месторождения Бока де Харуко (оператор – ОАО РМНТК «Нефтеотдача» Филиал в г. Гаване; генеральный подрядчик по бурению, креплению, буровым растворам, долотному сервису – ERIELL OILFIELD SERVICES B.V., подрядчик по ННБ (LWD/MWD), ГИС и ГТК – Schlumberger Мексиканский филиал).

Специалисты института «Гипровостокнефть» осуществляли авторский надзор по всему циклу строительства скважин с непосредственным выездом на буровую площадку.

Горно-геологические условия бурения

Месторождение Бока де Харуко (рис. 1), расположенное на северном побережье о. Куба на 30 км восточнее г. Гаваны, имеет сложное строение.

Отложения горизонта Е1 представлены известняками и залегают на глубине 1280–1500 м (по вертикали) в формации Veloz. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи составляет 90 м. Породы-коллекторы представлены трещиновато-кавернозно-поровыми известняками с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Пластовая нефть пласта Е1 имеет следующие свойства: давление насыщения нефти газом 14,5 МПа; вязкость 50,1 мПа·с; нефть тяжелая плотностью 969,3 кг/м^3, молекулярной массой 277; объемный выход фракций, выкипающих до 200 °С, – 10,0 %, до 300 °С – 38,0 %; нефть высокосернистая с содержанием серы до 3,5%; малопарафиновая (не более 1,5 %).

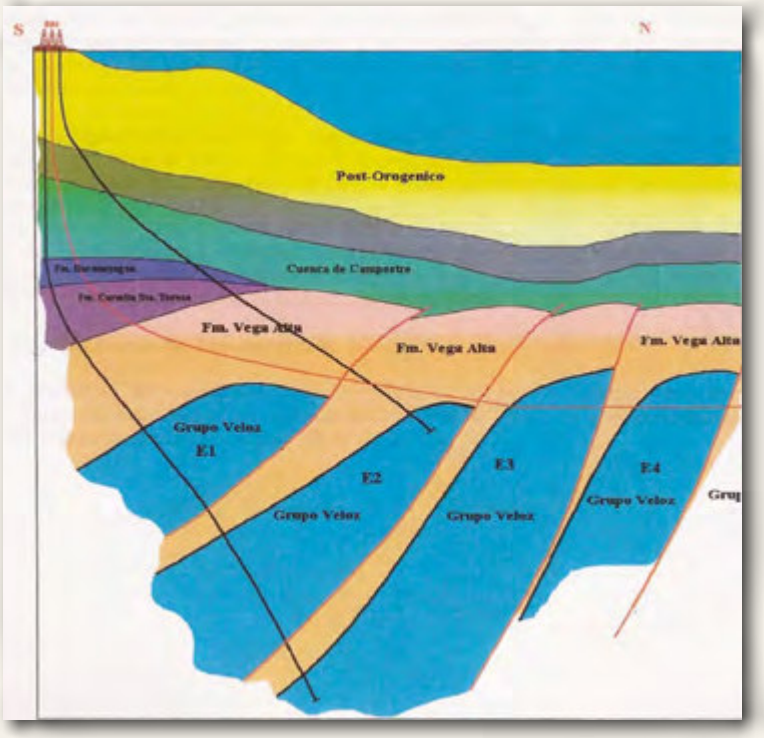

Рис. 1. Общий геолого-стратиграфический разрез месторождения Бока де Харуко

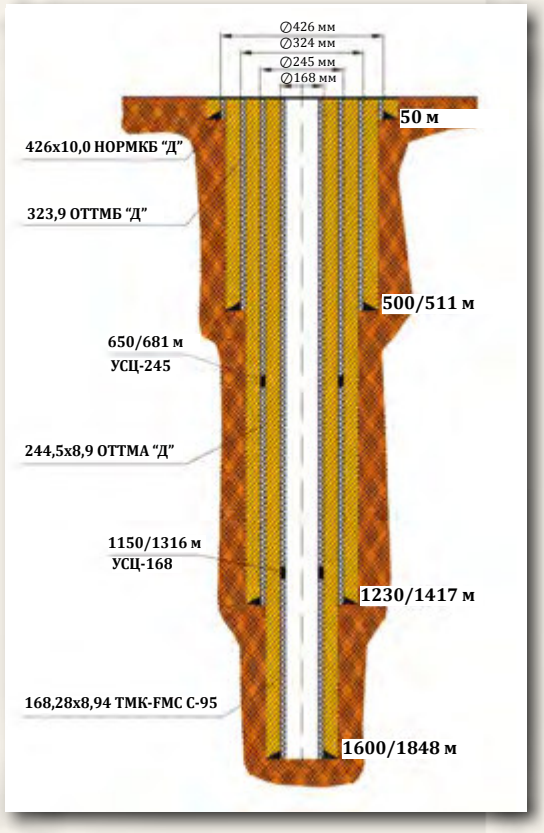

Рис. 2. Проектная конструкция паронагнетательных скважин и скважин под ПЦО на месторождении Бока де Харуко (пласт Е1)

Проектная конструкция скважин для пароциклической обработки (ПЦО), разработанная с учетом горно-геологических особенностей месторождения Бока де Харуко, и проектный профиль представлены на рис. 2 и 3. Направление диаметром 426 мм спускается на глубину 50 м от уровня земли и цементируется до устья. Спуск кондуктора диаметром 324 мм осуществляется на глубину 500/511 м для перекрытия зон полного поглощения бурового раствора и цементируется до устья. Башмак колонны размещается в устойчивых породах, на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО). Промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1230/1417 м и цементируется на всю длину тампонажным раствором ПЦТІ-50 в две ступени с установкой УСЦ-245 мм на глубине 650/681 м.

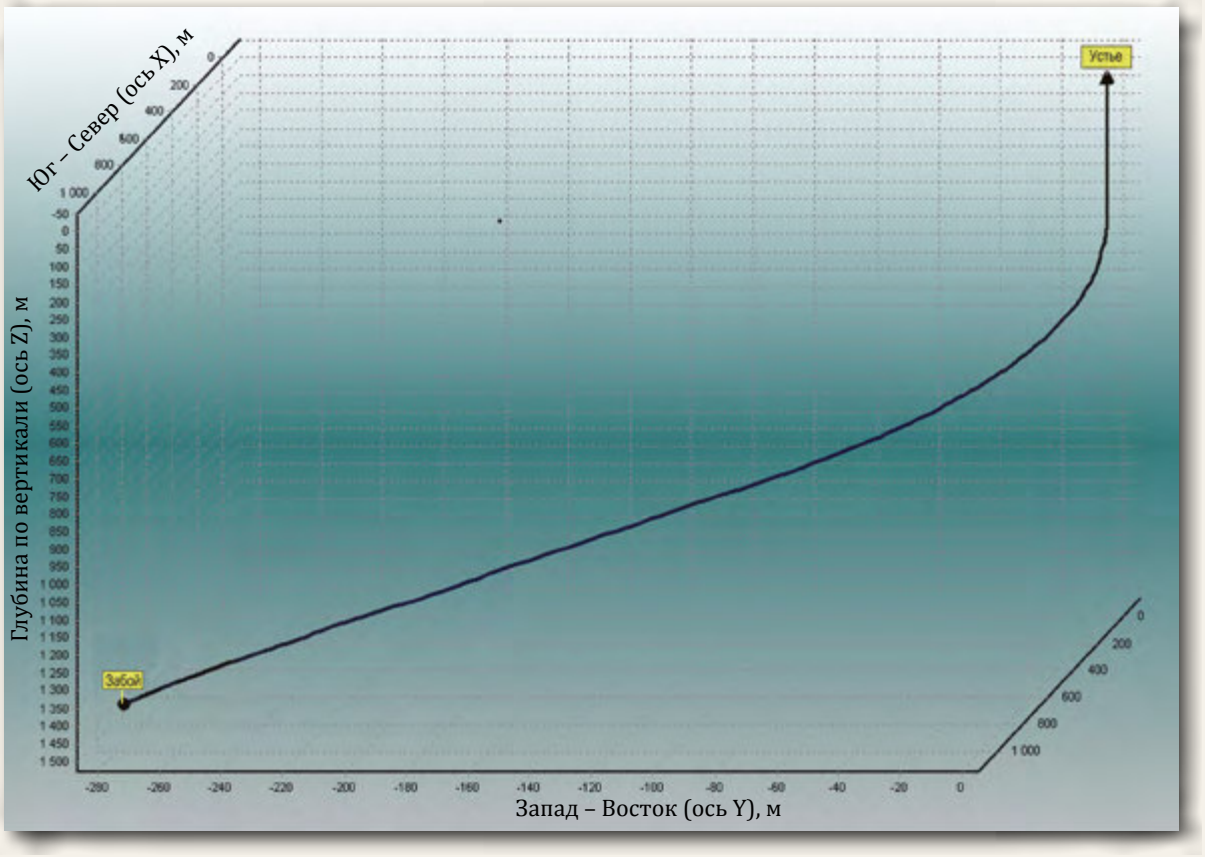

Рис. 3. Проектный профиль скважин на месторождении Бока де Харуко (пласт Е1)

Рис. 4. Основные показатели строительства скважин на месторождении Бока де Харуко (пласт E1)

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм обеспечивает разобщение продуктивных горизонтов от вышележащих пород и добычу из скважины нефти или газа, а также нагнетание в продуктивные пласты жидкости или пара. Она спускается на глубину 1600/1848 м и цементируется на всю длину термостойким цементом марки ЦТПН в две ступени с установкой УСЦ-168 мм на глубине 1150/1316 м.

Осложнения при бурении

При бурении скважин на месторождении Бока де Харуко могут возникнуть следующие осложнения:

– полное поглощение бурового раствора в интервале 0–450 м;

– частичное поглощение бурового раствора в интервале 700–850 м;

– осыпи и обвалы стенок скважины в интервале 790–950 м;

– нефтегазоводопроявления при вскрытии нефтегазонасыщенных пластов в интервалах: 550–690 м (пласт M); 710–790 м (пласт A); 790–1150 м (пласт B+C); 1150–1280 м (пласт D) и 1280–1500 м (пласт E1);

– проявление сероводорода при вскрытии залежи свиты Cifuentes (J3th1-2) в интервале 1280–1500 м.

По окончании бурения скважин специалистами института был проведён анализ всего цикла строительства скважин и отмечены технологические особенности бурения.

Результаты бурения паронагнетательных скважин в сложных горно-геологических условиях месторождения Бока де Харуко и фактические показатели строительства представлены на рис. 4.

Скв. BJ 2001 пробурена до проектной глубины и обсажена эксплуатационной колонной диаметром 168,3 мм, спущенной на глубину 1948 м. В связи с отказом муфты ступенчатого цементирования (МСЦ) был использован перфоратор ПС-112 для сверления специальных технологических отверстий в эксплуатационной колонне и последующим успешным цементированием второй ступени. В дальнейшем скважина передана в эксплуатацию – освоена и обустроена по временной схеме.

Скв. BJ 2002 пробурена до проектной глубины с открытым стволом диаметром 142,9 мм до глубины 1764 м. В процессе бурения скв. BJ 2002 под 168-мм эксплуатационную колонну было зафиксировано поглощение бурового раствора с полной потерей циркуляции. По результатам интерпретации полученных геофизических данных было решено спустить эксплуатационную колонну на глубину 1557 м, а по результатам ГИС в открытом стволе продолжить углубление скважины долотом 142,9 мм до глубины 1764 м с заканчиванием скважины открытым стволом. В дальнейшем скважина передана в эксплуатацию – освоена и обустроена по временной схеме.

Фактическая продолжительность цикла бурения и крепления скважины BJ 2001 – 131 сут, скв. BJ 2002 – 102 сут. Бурение данных скважин выполнено с отставанием от проектного графика по ряду следующих причин.

● *Сложности, связанные с размещением бурового оборудования.* Площадка для проектируемых скважин расположена в непосредственной близости от береговой линии. Ее площадь на период строительства проектируемых скважин составляла 0,75 га (периметр площадки 385 м) с учетом ранее пробуренных семи скважин на данном участке. Расстояние между проектируемыми скв. BJ 2001, BJ 2002 и BJ 2003 определено в 25 м. При передвижке буровой установки осуществлялся частичный монтаж-демонтаж бурового оборудования МБУ ZJ30

с габаритными размерами 22,3×3×4,45 м.

Применение мобильной буровой установки МБУ ZJ30, не предназначенной для кустового бурения, и узкая береговая линия, недостаточная для ее эффективного использования, обусловили необходимость при переходе на бурение новой скважины перекомпоновки и частичного монтажа–демонтажа бурового оборудования, что существенно увеличило продолжительность буровых работ.

● *Организационные простои.* В условиях экономического эмбарго на Кубе возникли материально-технические трудности, связанные с особенностью проведения работ в этих условиях. Все простои буровой бригады были обусловлены отсутствием необходимого оборудования.

● *Горно-геологические осложнения.* Бурение скважин на пласт Е1 осуществлялось в сложных горно-геологических условиях: поглощение бурового раствора; осыпи и обвалы неустойчивых горных пород; газоводопроявления; пластическое течение пород; желобообразование в наклонной части ствола скважины. Ликвидация этих осложнений всегда приводит к значительному снижению технико-экономических показателей бурения.

Скв. BJ 2003 была пробурена до проектной глубины без осложнений и отступлений от проектной документации. Продолжительность цикла строительства составила 65 сут, что на 25 сут меньше проектных значений. Фактическая коммерческая скорость при этом достигла 868 м/ст.-мес (по проекту 616 м/ст.-мес). Максимальный зенитный угол составил 60°. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного пласта – 920 м.

Данные результаты получены, в том числе, благодаря оперативным корректировкам технико-технологических решений, внесенным специалистами авторского надзора в программу бурения скв. BJ 2003 в рамках АН и направленным на безаварийную ее проводку до проектной глубины с учётом опыта бурения скв. BJ 2001 и BJ 002.

В дальнейшем скважина передана в эксплуатацию – освоена и обустроена по временной схеме.

Проектный (по групповому проекту) и фактические графики строительства скв. BJ 2001, BJ 2002, BJ 2003 представлены на рис. 5.

Накопленная добыча нефти, газа, закачки пара с начала реализации проекта Бока де Харуко по состоянию на 01.07.2016 г. представлена в таблице.

Общая добыча нефти из пласта Е1 с начала опытно-промышленной эксплуатации без учета скв. BJ 2002, составила 1330 м^3, добыча газа – 3,5 млн м^3.

Эксплуатационное оборудование скважин, применяемое для закачки пара:

– вакуумно-изолированные внутрискважинные трубы (НКТ)

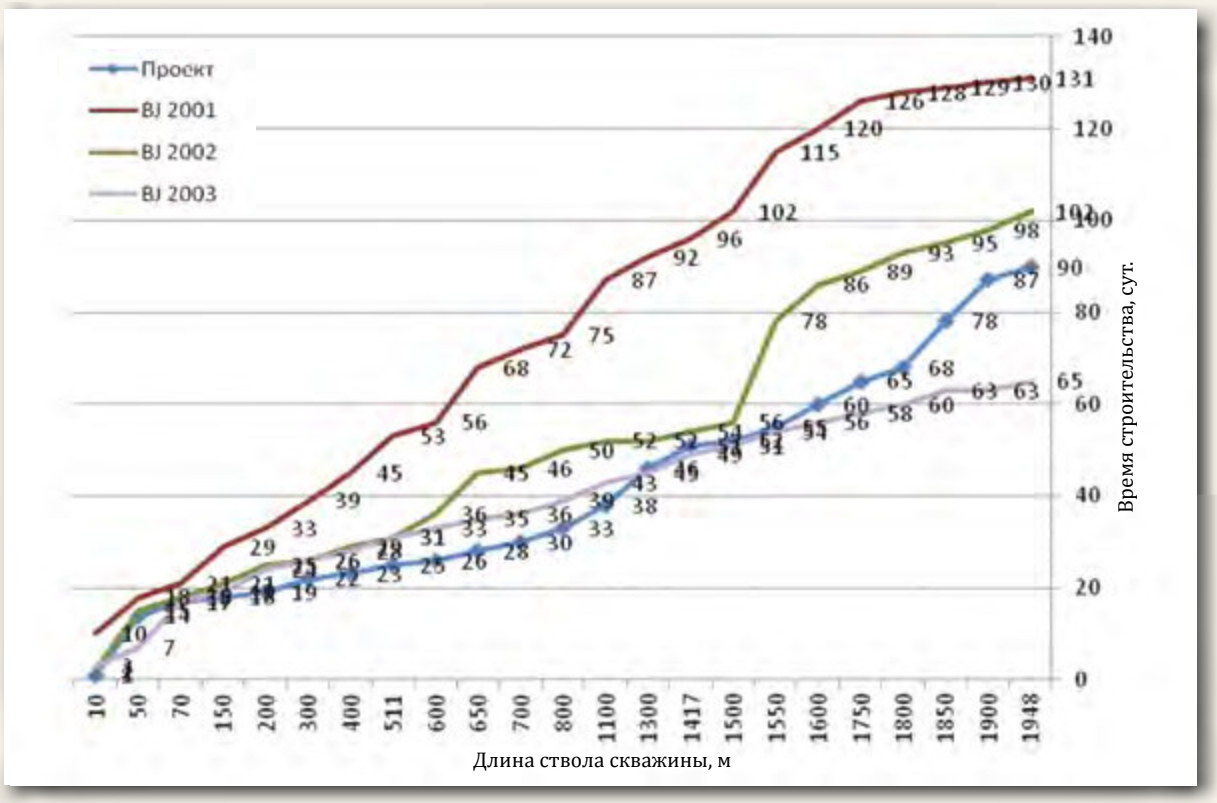

Рис. 5. Проектный (групповой) и фактические графики строительства скважин

88,9×50 мм, N80 с экраннополимерной изоляцией;

– пакер термостойкий ПТ-140-360;

– арматура термостойкая паровая АТП-65-16-360;

– головка колонная типа ГТК-168;

– паропровод мобильный термоизолированный диаметром 64 мм, рассчитанный на рабочее давление 16 МПа и температуру 350 °С;

– мобильная парогенераторная установка для закачки пара в пласт, укомплектованная блоками парогенератора, водоподготовки, пускового сепаратора, подачи жидкого топлива.

Своевременно пробуренные специальные паронагнетательные скважины с успешно построенными и введенными в эксплуатацию объектами обустройства (мобильный парогенераторный комплекс с системой водоподготовки и др.) позволили выполнить все запланированные работы по реализации первого этапа опытно-промышленных испытаний данной технологии повышения нефтеотдачи пласта на определенном участке месторождения Бока де Харуко. Решение о дальнейшем продолжении опытно-промышленных работ по цикличной закачке перегретого пара в пласт Е1 будет принято на совместном геолого-техническом совещании специалистов CUPET и АО «Зарубежнефть».

Накопленная добыча нефти, газа (м³), закачки пара (т) в пласт Е1 на опытно-промышленном участке месторождения Бока де Харуко с начала реализации проекта

Пласт	Показатель/ скважина	«Холодная» добыча нефти	После ПТОС	С начала эксплуатации
Е1	Добыча нефти, всего	392	938	1330
	ВЈ2001	302	863	1 165
	ВЈ2003	90	75	165
Е1	Добыча газа, всего			3 483 918
	ВЈ2001			3 149 918
	ВЈ2003			334 000
Е1	Закачка пара, всего			17 425
	ВЈ2001			9 979
	ВЈ2003			7 446

Основные технические параметры парогенераторной установки YZG18-17.2-H

Номинальная паропроизводительность, т/ч 18
Номинальное рабочее давление, МПа 17,2
Максимальная температура пара, °С 353
Коэффициент полезного действия, % ..... >88
Пар поступал в скважину в количестве 15 т/ч с температурой от 343 до 350 °С, сухостью 80 %.

Выводы

Строительство кустовых наклонно направленных специальных скважин в стесненных условиях размещения бурового оборудования МБУ в непосредственной близости от морской береговой линии возможно с высокими технико-экономическими показателями (ТЭП) и минимальным воздействием на окружающую среду .

Текущее пластовое давление залежи Е1 оказалось значительно ниже прогнозного, представленного ранее геологической службой CUPET, так как с 1969 г. разработка месторождения осуществляется без поддержания пластового давления (ППД). При этом $p_{пл}$ меньше $p_{нас}$ более чем в 1,5 раза, так как периодически осуществлялся бесконтрольный отбор достаточно больших объемов газа.

Пласт имеет систему высокопродуктивных обводненных трещин, что обусловливает высокую обводненность продукции и низкие дебиты нефти.

Техногенный газовый фактор достигает более 10 тыс. м³/т.

Матрица пласта битуминизирована, а извлекаемые традиционными способами запасы незначительны.

Мировая практика показывает, что при текущем состоянии разработки залежи и в данных макроэкономических условиях ни одна из известных и апробированных технологий не позволит в ближайшем будущем обеспечить экономически рентабельную разработку пласта Е1. ■

ЛИТЕРАТУРА:

1. Отчет по научно-исследовательской работе «Программа бурения паронагнетательных скважин и скважин ПЦО месторождения Бока де Харуко (пласт Е1)». – Самара: ОАО «Гипровостокнефть», 2011.

2. Дополнение к проекту опытно-промышленных работ по внедрению паротепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождении Бока де Харуко Республики Куба. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2012.

3. Антониади Д.Г., Бекух И.И., Гарушев А.Р. Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти. – М.: Недра, 1996. – 112 с.

4. «Строительство паронагнетательных скважин месторождения Бока де Харуко (пласт Е1): проектная документация. – Самара: ОАО «Гипровостокнефть», 2013.

УДК 550.822.7

ВЫБОР КОНСТРУКЦИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА КОВЫКТИНСКОМ ГКМ

Н.П. Проскурякова, главный геолог;
Е.А. Еремеев, главный специалист
ООО«Красноярскгазпром нефтегазпроект».
E-mail: e.eremeev@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: скважина; горно-геологические условия; осложнения; зона АВПД; рапопроявление; конструкция скважин.

Аннотация. В статье приводится материал по горно-геологическому строению разреза скважин Ковыктинского ГКМ. Приведена общепринятая литологическая разбивка разреза скважин на четыре характерных комплекса, рассмотрены основные виды осложнений, встречающихся при бурении скважин, влияющих на принцип выбора их конструкций. Предложено два варианта конструкции разведочных скважин для различных горно-геологических условий.

Разрез скважин Ковыктинского ГКМ по литологической характеристике можно разделить на четыре комплекса. Верхняя часть разреза до кровли литвинцевкой свиты сложена красноцветными терригенными породами (песчаниками, алевролитами, аргиллитами), терригенно-карбонатными (мергелями) и в незначительном объеме глинистыми сероцветными карбонатами, которые составляют красноцветный терригенно-карбонатный комплекс. Отложения литвинцевской, ангарской, булайской, бельской и усольской свит составляют галогенно-карбонатный комплекс и представляют собой переслаивание каменных солей, доломитов, реже известняков и ангидритов. Сульфатно-карбонатный литологический комплекс выделяется в объеме тэтэрской, собинской и катангской свит, сложен доломитами, доломито-ангидритами и ангидритами. Четвертый терригенный литологический комплекс составляют породы чорской и тыптинской свит. Терригенный литологический комплекс сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

В структурном отношении Ковыктинское ГКМ приурочено к северо-восточной части моноклинального склона Ангаро-Ленской ступени, располагаясь в зоне перехода от Непско-Ботуобинской антеклизы к Ангаро-Ленской ступени и к Предпатомскому региональному прогибу [1].

Ковыктинская зона газонакопления представляет собой гигантскую пластовую литологически ограниченную ловушку на моноклинальном склоне Ангаро-Ленской ступени. Резервуаром скопления запасов углеводородного газа являются песчаники парфеновского горизонта верхнечорской подсвиты.

По гидрогеологической стратификации разрез осадочной толщи Ковыктинского ГКМ подразделяется на три гидрогеологические формации – надсолевую, соленосную и подсолевую [2]. Верхняя часть разреза объединяет красноцветные терригенно-карбонатные отложения верхоленской свиты верхнего кембрия и ордовика и относится к надсолевой формации. Интервал, представленный галогенно-карбонатным комплексом отложений литвинцевской свиты среднего кембрия, ангарской, булайской, бельской и усольской свитами нижнего кембрия, – к соленосной формации. Центральная часть усольской свиты (наиболее соленасыщенная) между балыхтинским и осинским горизонтами выделяется в качестве усольского регионального водоупора. Все нижележащие отложения и кора выветривания фундамента, представленные карбонатными и сульфатно-карбонатными отложениями, отнесены к подсолевой формации.

Надсолевая формация имеет активный водообмен. В солевой формации режим обмена переходит от активного к застойному. В средней и нижней частях ее разреза содержатся метаморфизованные рассолы (рапа) с минерализацией от 360 до 600 г/л.

В разрезе данной формации выделяются следующие горизонты (сверху вниз): келорский (литвинцевская свита); бильчирский (нижнеангарская подсвита); биркинский (булайская свита); атовский (верхняя часть разреза нижнебельской подсвиты); христофоровский (подошвенная часть разреза нижнебельской подсвиты); балыхтинский (кровельная часть усольской свиты).

К карбонатной части разреза подсолевой формации приурочены осинский и усть-кутский горизонты.

На Ковыктинском месторождении интенсивные рапопроявления установлены в скв. 3, 18, 52, 60, 64 и 72 (рис. 1).

Анализ закономерностей размещения рапопроявлений показывает, что по площади месторождения они локализуются в северо-восточной его части (скв. 3, 18, 52, 60, 61, 64, 72).

В разрезе осадочного чехла все АВПД приурочены к горизонтам соленосной формации, главным образом, к зоне контакта бельской и усольской свит (христофоровский и балыхтинский горизонты). Однако в разрезах скважин они начинали проявляться значительно выше и с глубиной усиливались. В скв. 3, 18, 52 и 61 рапо- и газопроявления начинались в нижнеангарской подсвите (в бильчирском горизонте), а в скв. 60 – в литвинцевской свите. Верхние горизонты пласта поглощают, нижняя часть разреза характеризуется АВПД с пластовым давлением около 36,0 МПа.

В скв. 60 при бурении на ГЖС переливы, выбросы и газопроявления чередовались с поглощениями, аналогичная зависимость устанавливается для атовского горизонта в скв. 61. В скв. 3 ниже рапопроявляющего бильчирского горизонта в атовском горизонте в процессе бурения было отмечено поглощение интенсивностью 2–5 м^3/ч (табл. 1).

Анализ гидродинамических параметров рапопроявляющих горизонтов позволяет отметить, что пластовые давления в одноименных горизонтах заметно различаются. Это свидетельствует об изолированном характере рапопроявляющих

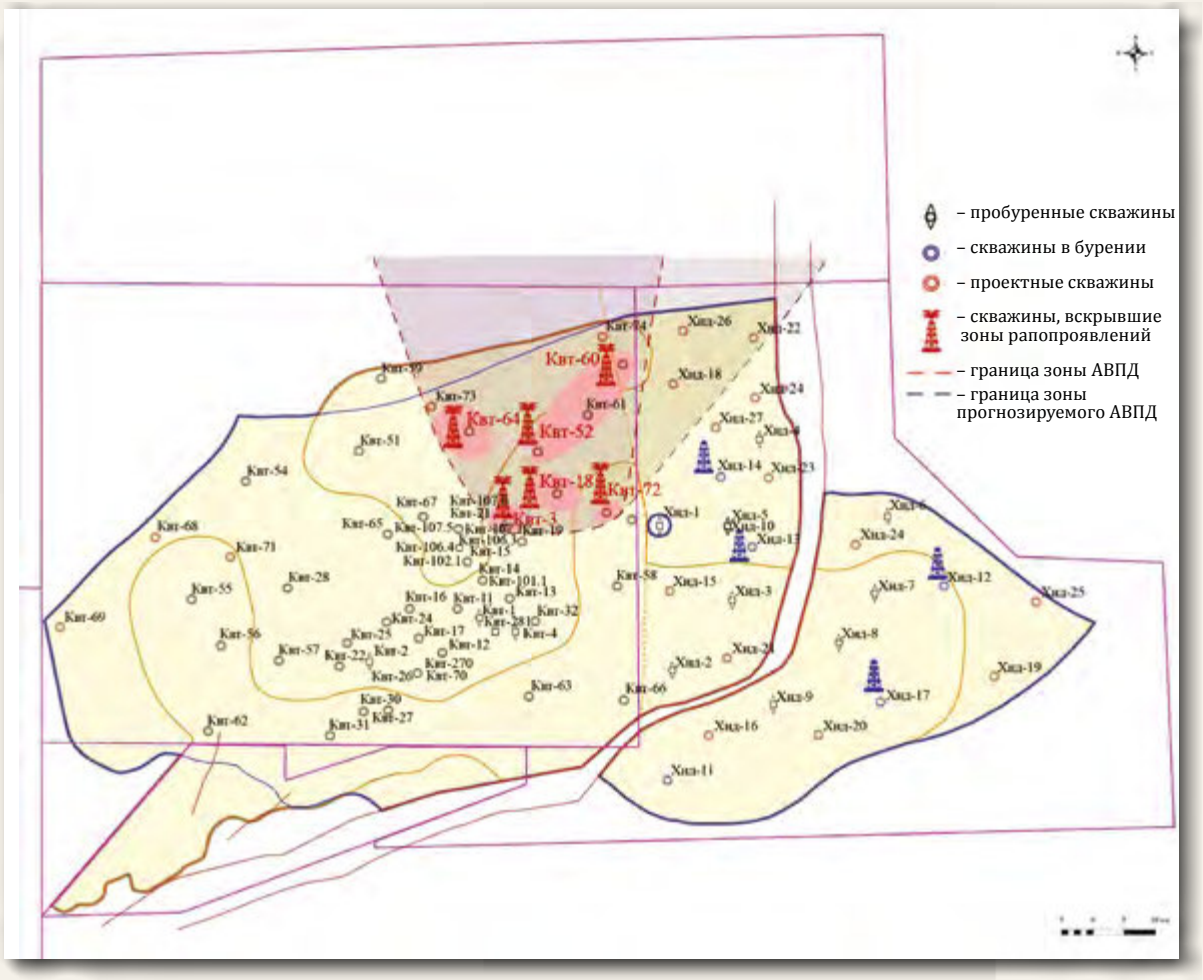

Рис. 1. Зона распространения АВПД (рапопроявление) на Ковыктинском ГКМ

Таблица 1

Гидродинамические параметры рапопроявляющих горизонтов Ковыктинского ГКМ

Номер скважин	Альтитуда скважин, м	Горизонт	Глубина кровли рапопроявления, м	Плотность рапы, кг/м^3	Дебит рапы, м^3/сут	Давление, МПа	Коэффициент аномальности
3	697,9	Бильчирский	1330	1280	110–86	25,0	1,88
18	656,2	Христофоровский	1961	1410	14,4–16,8	46,0	2,35
		Балыхтинский	2000	1420	4800	47,0	2,35
52	571,8	Христофоровский	1876	1410	172,8	39,6	2,11
		Балыхтинский	1929	1420	108	40,4	2,09
60	613,2	Христофоровский	1961	1420	1262,4	37,4	1,89
61	633,2	Бильчирский	1220	–	51	–	–
		Атовский	1550	–	24	36,0	2,32
64	771,3	Балыхтинский	2100	–	2700	47,9	2,28
72	689,3	Биркинский	1610	1320	3888–4060	37,4	2,30

объектов. Не наблюдается также прямой зависимости пластового давления, коэффициентов аномальности и абсолютной глубины рапопроявления от альтитуды устьев скважин. В то же время обращает на себя внимание тот факт, что пластовые давления в рапопроявляющих горизонтах близки к геостатическому и с глубиной наблюдается тенденция к их увеличению, что свидетельствует о важной роли геостатической нагрузки в формировании АВПД.

Величина АВПД зависит не только от глубины и геостатической нагрузки, но также от степени изоляции пласта и скорости компенсации АВПД, т. е. фиксируемые на Ковыктинском ГКМ зоны АВПД характеризуются значительными (индивидуальными) особенностями формирования и сохранности.

Вопрос формирования АВПД весьма сложный и на него нет однозначного ответа. Анализ имеющегося материала показал, что формированию зон АВПД должны сопутствовать несколько главных факторов. Один из них обусловлен наличием в разрезе мощных пластов соли. Обладая на глубине пластическими свойствами, каменная соль лучше других передает геостатическую нагрузку на межсолевые породы-коллекторы, вследствие чего в гидродинамически изолированных участках коллектора неизбежно должно возникать АВПД.

Еще одним немаловажным фактором формирования зон АВПД являются дизъюнктивные нарушения, которые разбивают пласты-коллекторы на отдельные гидродинамически изолированные блоки, т. е. создают необходимые предпосылки, без которых образование АВПД невозможно. Кроме того, они нарушают первоначальную жесткость карбонатного каркаса соленосной толщи и снижают его устойчивость к проседанию, способствуя повышению пластового давления в изолированных блоках за счет вертикальной геостатической нагрузки.

Для прогнозирования наличия зон АВПД на Ковыктинском ГКМ проводилось изучение этих зон с использованием материалов электроразведки, привлекались материалы регионального и вертикального сейсмопрофилирования, ГИС в комплексе с данными механического и газового каротажа, обрабатывались данные сейсморазведки по методике CSD и др. Несмотря на получение ряда положительных наработок, разработать достаточно надежные методы прогноза зон АВПД пока не представляется возможным.

При разработке конструкций скважин необходимо обращать внимание на вышеперечисленные факторы, а также осложненность разреза скважин Ковыктинского месторождения.

Разрез месторождения обусловливает достаточно сложные условия бурения. Основные технологические проблемы, с которыми приходится сталкиваться при бурении, – это наличие в разрезе зон с аномально высокими давлениями, зон поглощения, химически активных пород (соли, ангидрит) и флюидов (высокоминерализованная вода, кислые газы).

Газонефтеводопроявления

Самым тяжелым и потенциально опасным осложнением при бурении скважин на Ковыктинском месторождении является вскрытие зон АВПД,

приуроченных к солевой гидрогеологической формации. Градиент пластового давления в этих зонах значительно превышает нормальный градиент пластового давления и приближается к градиенту горного давления.

Интенсивное рапопроявление с АВПД на территории месторождения происходило только в его северо-восточной части (скв. 3, 18, 52, 60, 61, 64, 72). В скв. 18, 52, 64 с пластовым давлением, практически равным горному давлению, и дебитом рапы до 5,3 тыс. м^3/сут не удалось успешно провести работы по ликвидации проявления для достижения проектного горизонта и, как следствие, после больших затрат средств на их осуществление скважины ликвидированы из-за несовместимых условий бурения. Скв. 3 бурилась до проектного горизонта при постоянном переливе рапы.

Опыт работ по борьбе с данным видом осложнения на Ковыктинском месторождении показывает, что метод тампонирования весьма затратен и низкоуспешен. В то же время оставление скважины на ОЗЦ с закрытым устьем после попыток цементирования рапопроявления, как правило, снижало его интенсивность. На Южно-Ковыктинской площади встречались случаи, когда после оставления скважины с закрытым устьем рапопроявление вообще прекращалось. И наоборот, попытки разрядить скважину, пустив ее на излив, видимого эффекта снижения интенсивности рапопроявления не давали.

В связи с этим, борьба с рапопроявлением велась путем перекрытия ствола скважины колонной перед вскрытием АВПД, с установкой башмака колонны в кровлю рапопроявляющего пласта, вскрытия рапопроявляющего пласта утяжеленным раствором плотностью от 1700 до 2450 кг/м^3 и последующим креплением интервала рапопроявления дополнительной колонной. Скв. 60, 61 достигли проектного забоя при использовании такого подхода.

На скв. 64 задавить проявления утяжелением раствора не удалось из-за поглощений бурового раствора (коэффициент аномальности 2,25, плотность бурового раствора 2370 кг/м^3).

Расчетные градиенты наружного давления в интервалах солей верхнебельской подсвиты и усольской свиты находятся в пределах 0,0188–0,0238 МПа/м. Эти значения близки к фактически замеренным градиентам пластовых давлений 0,0189–0,0235 МПа/м при проявлениях рапы из христофоровского и балыхтинского горизонтов в скв. 18, 52, 60 и 64, 72.

Согласно промысловым данным, зоны рапопроявления имеют следующие параметры:

– коэффициент аномальности равен или выше значений эквивалента градиента гидроразрыва вышележащих и вмещающих пород ($К_{ан}$ = 1,62–2,25);

– плотность рапы 1390–1420 кг/м^3;

– дебит при открытом изливе 0,0004–3,30 м^3/с;

– толщина проявляющего пласта 0,5–20 м.

Нефтеносных пластов в разрезе месторождения не встречено.

Поглощение бурового раствора

По данным бурения скважин, на месторождении поглощение бурового раствора – наиболее распространенное и самое затратное осложнение при бурении скважин. При бурении в надсолевом терригенно-карбонатном комплексе поглощения были встречены практически во всех скважинах с альтитудой устья более 850 м. Трещиновато-пористые песчаники, трещиноватые доломиты и известняки ордовика и верхоленской свиты являются водоносными коллекторами, давление в которых ниже гидростатического. За счет трещиноватости данные пласты имеют низкие градиенты давления начала поглощения.

Разрез месторождения обусловливает достаточно сложные условия бурения. Основные технологические проблемы, с которыми приходится сталкиваться при бурении, – это наличие в разрезе зон с аномально высокими давлениями, зон поглощения, химически активных пород (соли, ангидрит) и флюидов (высокоминерализованная вода, кислые газы).

Коэффициент приемистости зон поглощения при вскрытии изменялся от 0,2 до 1,0 м^3/с•МПа.

По опыту бурения скважин вероятность вскрытия зон поглощения достаточно высокая в келорском и бильчирском горизонтах.

Наличие высокопроницаемых песчаников создает условия поглощения бурового рас-

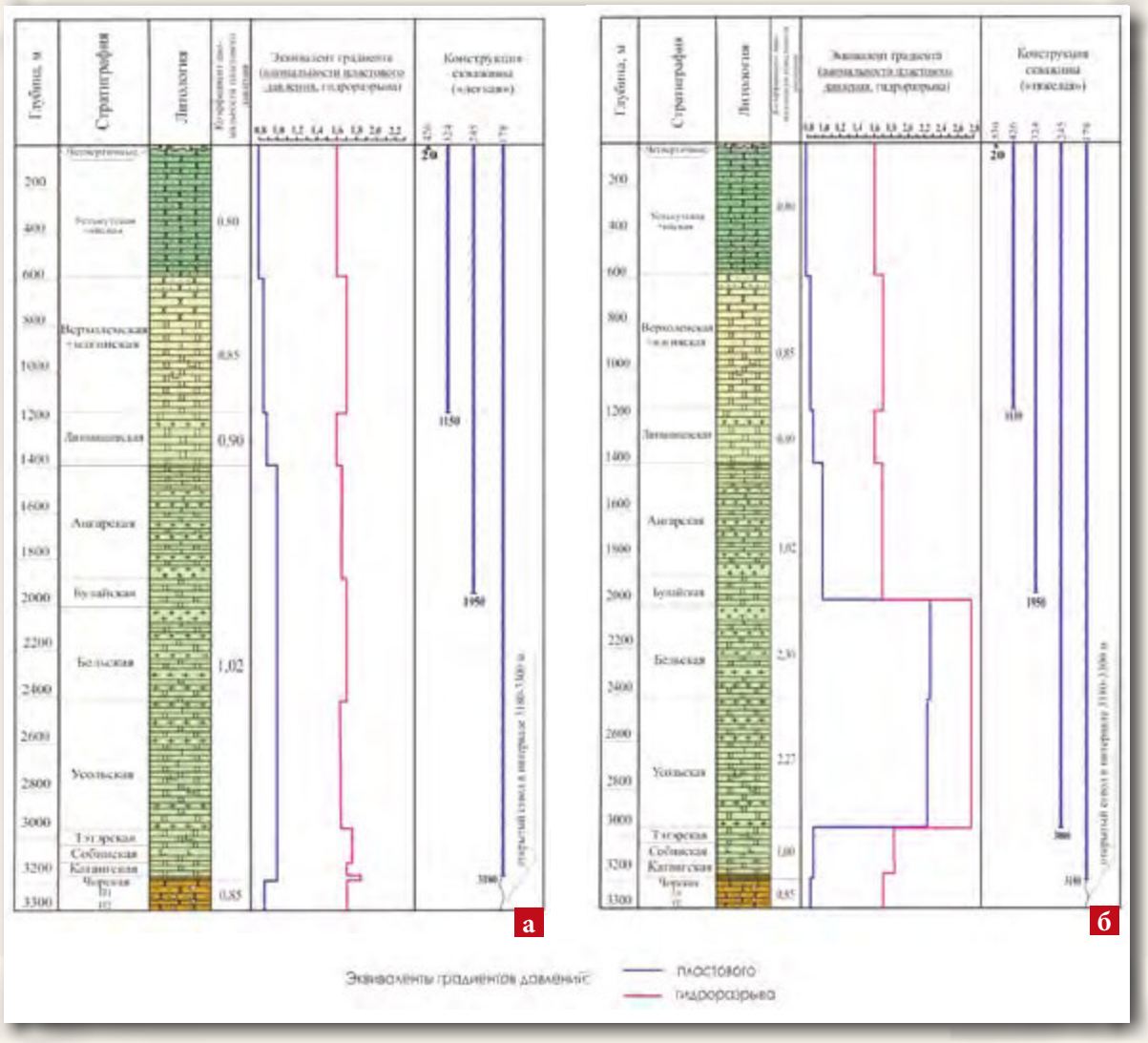

Рис. 2. Совмещенный график давлений для скважины, вскрывающей разрез с отсутствием зон АВПД (а), и скважины с наличием зоны АВПД в разрезе (б)

твора в продуктивном пласте парфеновского горизонта.

Поровая структура продуктивного пласта характеризуется наличием поровых каналов диаметром 50–125 мкм, в отдельных случаях, достигающим 250 мкм.

При бурении галогенно-карбонатного комплекса разреза возникновение зон поглощения определяется раскрытием естественных трещин. Для изоляции должны применяться закупоривающие кислоторастворимые материалы (карбонат кальция среднего помола – фракция 65 мкм с добавлением небольшого количества карбоната кальция мелкого помола – фракция 10 мкм).

Прихваты

При бурении скважин на Ковыктинском месторождении отмечалась высокая вероятность возникновения прихватов. Это обусловлено геолого-техническими особенностями бурения на месторождении, в разрезе которого можно выделить несколько прихватоопасных зон.

Следует отметить несколько факторов, определяющих повышенную прихватоопасность вскрываемого разреза.

Наличие проницаемых пород с аномально низкими пластовыми давлениями, что предопределяет опасность возникновения дифференциальных прихватов.

Сальникообразование явилось одной из главных причин возникновения наиболее тяжелых аварий при бурении в галогенно-карбонатном комплексе разреза. Интенсивное сальникообразование наблюдалось при вскрытии на забое отложений гипса и ангидрита. Образованию сальников могут способствовать попадание в буровой раствор сероводорода и последующее его сворачивание. Сальникообразование может наблюдаться практически по всему разрезу галогенно-кар-

бонатного и сульфатно-карбонатного комплексов. Часты случаи прихватов, возникающих при подъеме инструмента в интервал сужения. Прихваты, как правило, сопровождались потерями циркуляции. Типичным является прихват при подъеме при нахождении полноразмерных элементов КНБК в интервалах залегания ангидритов.

Сужение ствола характерно в пластах ангидрита. При гидратации ангидрита увеличение объема может достигать 30 %.

Другой причиной сужения ствола может стать выпучивание солей в ствол скважины при их пластическом течении. Особую опасность имеет вскрытие отложений калийно-магниевых солей. Наличие карналлита в шламе при бурении литвинцевской и ангарской свит было отмечено при бурении скв. 64 и 65. Следует отметить недостаточную изученность состава солей в верхней части разреза. Практически на всех скважинах на месторождении при бурении верхней части галогенно-карбонатного комплекса осуществлялся переход на использование соленасыщенного раствора путем засолонения используемого бурового раствора. При этом наблюдались как размыв солей из-за недостаточной насыщенности используемого раствора, так и поглощения бурового раствора выше по стволу из-за существенного увеличения плотности бурового раствора.

Образование шламонакоплений и прихват осевшим шламом являлись также распространенными причинами прихватов, что связано с плохим выносом шлама при вскрытии зон поглощения промывочной жидкости, а также образованием каверн при размыве солей.

В целом породы, слагающие стенки скважины в вскрываемом разрезе, достаточно устойчивы. Каких-либо осложнений, связанных с набуханием глинистых пород под воздействием бурового раствора или осыпанием пород при вскрытии за счет избыточного порового давления при бурении скважин на месторождении, не отмечено. Практика бурения показывает высокую степень устойчивости пород во времени даже при значительном снижении гидростатического давления в стволе скважины.

Текучесть пород

Особенностью разреза является наличие большой толщи солей, чередующихся с пластами доломитов. Соли в разрезе находятся в пластически деформированном состоянии и склонны к пластическому течению, что необходимо учитывать при расчете прочности колонн [4]. Следует отметить, что процесс деформации и пластические свойства массива солей для условий месторождения мало изучены. Это создает значительные трудности при проектировании строительства скважин.

При изложении материала об осложнениях при бурении скважин Ковыктинского месторождения использованы промысловые данные по пробуренным скважинам и материалы инженеров В.В. Кириллова и П.В. Киселева.

Согласно совмещенному графику градиентов (рис. 2) пластового давления и давления гидроразрыва пород, в разрезе месторождения выделяется четыре зоны с совместимыми условиями бурения.

Первая зона совместимых условий бурения включает четвертичные, ордовикские, верхоленские отложения. Критерием выделения этой зоны является максимально допустимая плотность бурового раствора, предотвращающая его поглощение, составляющая 870 кг/м^3. Кроме того, эта зона содержит пресноводные горизонты. Для предотвращения засолонения пресных подземных вод и поступления растворенных солей на поверхность она должна быть изолирована от нижележащих соленосных отложений обсадной колонной. По этим критериям нижней границей зоны следует считать подошву верхоленско-илгинских отложений.

При бурении скважин на Ковыктинском месторождении отмечалась высокая вероятность возникновения прихватов. Это обусловлено геолого-техническими особенностями бурения на месторождении.

Отложения от кровли литвинцевской свиты до кровли булайской свиты составляют вторую зону совместимых условий бурения. Диапазон плотности бурового раствора, обеспечивающий бурение данного интервала без осложнений, 1020–1080 кг/м^3 (при использовании раствора на соленой основе плотностью 1240 кг/м^3).

Основным критерием при определении глубины установ-

Таблица 2

Конструкция скважин без зон АВПД в разрезе

Колонна	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска по вертикали, м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора глубины спуска колонны и способа цементирования
Направление	426	20	Предотвращение размыва устья скважины, осыпей, обвалов, создание замкнутой циркуляции бурового раствора при бурении под кондуктор. Прямое цементирование по всему интервалу спуска
Кондуктор	324	1150	Обеспечение достаточной прочности горных пород ниже башмака при газонефтеводопроявлении. Закрепление склонных к обвалам, затронутых выветриванием пород верхоленской свиты. Перекрытие пресных водоносных горизонтов. Изоляция зон поглощений. Установка на устье противовыбросового оборудования. Прямое или комбинированное (прямое + обратное) цементирование от башмака до устья
Промежуточная	245	1950	Изоляция зон с несовместимыми условиями бурения, обеспечение достаточной прочности пород у башмака колонны при ГНВП. Изоляция зон поглощений в литвинцевской свите и верхнеангарской подсвите. Установка башмака технической колонны в плотные карбонатные породы ангарской свиты. Установка на устье противовыбросового оборудования. Прямое цементирование до устья в одну ступень
Эксплуатационная	178	3180	Перекрытие соленасыщенного разреза и изоляция зон поглощения для последующего качественного вскрытия продуктивных пластов с установкой башмака в кровле парфеновского горизонта. Прямое цементирование до устья через муфту ступенчатого цементирования, установленную на глубине 1900 м. Установка на устье противовыбросового оборудования
Открытый ствол (вариант с хвостовиком)	142,9 (127)	3180–3300 2930–3300)	Оставление открытым ствола скважины в интервале 3180–3300 м для обеспечения более совершенного вскрытия продуктивной части разреза. В варианте с хвостовиком спуск последнего в интервале 2930–3300 м для разобщения и раздельного испытания продуктивных пластов. Прямое цементирование на всем интервале спуска.

ки башмака промежуточной колонны в данном случае будет являться допустимое давление в скважине на глубине установки башмака кондуктора, обеспечивающее предотвращение гидроразрыва пласта при ликвидации возможного газопроявления.

Третья зона совместимых условий бурения включает интервал до кровли продуктивного парфеновского горизонта. Бурение без аварий и осложнений возможно при плотности бурового раствора 1110–1250 кг/м^3.

Четвертая зона включает продуктивный парфеновский горизонт, вскрытие которого без осложнений возможно на растворе плотностью 820–950 кг/м^3.

При проектировании конструкции скважин, расположенных в северо-восточной части месторождения, следует учесть большую вероятность зон наличия АВПД.

С учетом напряженного состояния массива горных пород зоны АВПД ожидаются, начиная с глубины примерно 1950 м и до осинского горизонта включительно. При наличии в разрезе калийно-магниевых солей расположение зон АВПД возможно и выше по разрезу.

Таблица 3.

Конструкция скважин с зонами АВПД в разрезе

Колонна	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска по вертикали, м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора глубины спуска колонны и способа цементирования
Направление	530	20	Предотвращение размыва устья скважины, осыпей, обвалов, создание замкнутой циркуляции бурового раствора при бурении под кондуктор. Прямое цементирование по всему интервалу спуска.
Кондуктор	426	1150	Обеспечение достаточной прочности горных пород ниже башмака для гидравлического разрыва при закрытии устья при ГНВП. Установка на устье противовыбросового оборудования. Закрепление склонных к обвалам, затронутых выветриванием пород верхоленской свиты. Перекрытие пресных водоносных горизонтов. Изоляция зон поглощений. Прямое или комбинированное (прямое + обратное) цементирование от башмака до устья.
Первая промежуточная	324	1950	Разобщение зон с несовместимыми условиями бурения, обеспечение достаточной прочности пород у башмака колонны при ГНВП. Изоляция зон поглощений в литвинцевской и ангарской свитах. Установка на устье противовыбросового оборудования. Установка башмака технической колонны в плотные карбонатные породы булайской свиты. Прямое цементирование до устья в одну ступень.
Вторая промежуточная	245	3000	Разобщение несовместимых по горно–геологическим условиям интервалов бурения, перекрытие зоны АВПД с установкой башмака колонны в плотные устойчивые породы кровельной части тэтэрской свиты. Прямое цементирование до устья в одну ступень. Установка на устье противовыбросового оборудования.
Эксплуатационная	178	3180	Перекрытие зоны АВПД и изоляция соленасыщенного разреза с установкой башмака в кровлю парфеновского горизонта. Прямое цементирование до устья через муфту ступенчатого цементирования, установленную на глубине 1900 м. Установка на устье противовыбросового оборудования.
Открытый ствол (вариант с хвостовиком)	142,9 (127)	3180–3300 (2930–3300)	Оставление открытым ствола скважины в интервале 3260–3300 м для более совершенного вскрытия продуктивной части разреза. В варианте с хвостовиком спуск последнего в интервале 3010–3300 м для разобщения и раздельного испытания продуктивных пластов. Прямое цементирование на всем интервале спуска.

Таким образом, проектирование скважин на Ковыктинском ГКМ предполагает два варианта: конструкцию скважин без зон АВПД в разрезе и конструкцию скважин для разреза, осложненного наличием зон АВПД (табл. 2, 3).

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы/ А.С. Анциферов[и др.].– М.: Недра, 1981. – 552 с.

2. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. – М: Недра, 1989. – 176 с.

3. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.

4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: 2000.

УДК 622.276.5

ОСВОЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ЧАЯНДИНСКОМ НГКМ

Т.А. Свиридова, главный геолог;
В.А. Кузнецов, ведущий инженер;
В.В. Головин, ведущий инженер-проектировщик
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».
E-mail: v.golovin@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: освоение эксплуатационных скважин; Чаяндинское НГКМ; буровой раствор «Полиэконол Флора»; временная приостановка; глушение скважины; многостадийный гидроразрыв пласта; комплекс подземного оборудования; двухпакерная компоновка; опережающее освоение.

Аннотация. Статья посвящена освоению эксплуатационных скважин на Чаяндинском НГКМ. Описана оптимальная на сегодняшний день методика опережающего освоения скважин Чаяндинского НГКМ с использованием технологических НКТ для определения соответствия дебита проектным показателям.

ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» является разработчиком проектной документации на строительство эксплуатационных скважин на Чаяндинском НГКМ.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия) в среднем течении р. Лены (рис. 1).

Продуктивные пласты Чаяндинского НГКМ залегают на глубинах 1700–2000 м, при этом характерной особенностью отложений являются низкие пластовые давления ($К_{ан}$ = 0,75) и температура (около 13 °С). В связи с такими геологическими особенностями месторождения при проектировании возникают сложности с выбором бурового раствора для вскрытия продуктивного интервала. Для качественной проводки скважин требуется раствор плотностью ниже 1000 кг/м^3, что подразумевает использование растворов на углеводородной основе (РУО). Но в данном регионе отсутствует полигон для захоронения таких растворов, поэтому для вскрытия продуктивного интервала выбран эмульсионный буровой раствор «Полиэконол Флора» плотностью 1050 кг/м^3.

«Полиэконол Флора»– эмульсионный буровой раствор, в состав которого входят продукты только растительного происхождения. В данной системе отсутствуют алюмосиликаты. Реологические свойства регулируются солями жирных кислот в широком диапазоне без значительного изменения агрегативной устойчивости системы. «Полиэконол Флора» является биоаналогом раствора на углеводородной основе. Это обеспечивает практически полное его разрушение в природных условиях. Кроме этого, раствор имеет высокую температуру вспышки, инертен ко всем видам агрессии, не токсичен и экологически безопасен. В создавшихся условиях первичное вскрытие продуктивных отложений на растворе «Полиэконол Флора» позволяет максимально сохранять коллекторские свойства пласта для последующего качественного освоения и получения плановых дебитов.

Проектной документацией на строительство скважин Чаяндинского НГКМ запланировано, что освоение будет осуществляться после вывода скважин из временной приостановки работ на объекте. На этом этапе в скважине установлена эксплуатационная колонна с фильтровой частью или эксплуатационный хвостовик-фильтр, в конструкцию которых включены следующие основные элементы (рис. 2):

– фильтры с устройством контроля потока;

– управляемые порты (муфты) МГРП;

– разобщающие пакеры.

Эксплуатационные газоконденсатные скважины Чаяндинского месторождения в связи с наличием в разрезе ММП и рас-

Рис. 1. Чаяндинское месторождение на карте

стоянием между устьем менее 40 м будут эксплуатироваться по пакерной схеме, которая обеспечивает защиту внутренних поверхностей эксплуатационной колонны от абразивного и коррозионного воздействий добываемого пластового флюида и технологических растворов, применяемых при ремонте и техническом обслуживании скважин, что дает возможность проведения некоторых видов ремонта скважины без ее глушения.

Для проектируемых наклонных эксплуатационных газоконденсатных скважин предусматривается комплекс подземного оборудования (КПО) типоразмера 168/89×21, который должен обеспечивать:

– герметичное перекрытие проходного сечения лифтовой колонны при возникновении аварийной ситуации или проведении технологических операций на скважинах, требующих отсечения пласта от устья;

– подачу ингибитора гидратообразования в трубное пространство скважины;

– временное сообщение затрубного пространства скважины с трубным пространством;

– надежную герметизацию затрубного пространства скважины между эксплуатационной и лифтовой колоннами.

В состав КПО включены следующие основные элементы:

– клапан-отсекатель приустьевой (КОУ), дистанционно управляемый с поверхности через линию гидроуправления КОУ (цельная длинномерная трубка диаметром 6,35 мм);

– ингибиторный клапан для подачи в трубное пространство скважины ингибитора гидратообразования по эжекционной линии (цельная длинномерная трубка диаметром 6,35 мм). Глубина установки ингибиторного клапана должна быть максимально приближена к эксплуатационному пакеру;

– циркуляционный клапан с верхним посадочным ниппелем для обеспечения временного сообщения затрубного пространства скважины с трубным пространством;

– разъединитель колонны для многократного разъединения и повторного соединения лифтовой колонны с эксплуатационным пакером;

– стационарно-съемный гидравлический эксплуатационный пакер;

– нижний посадочный ниппель для распакеровки пакера

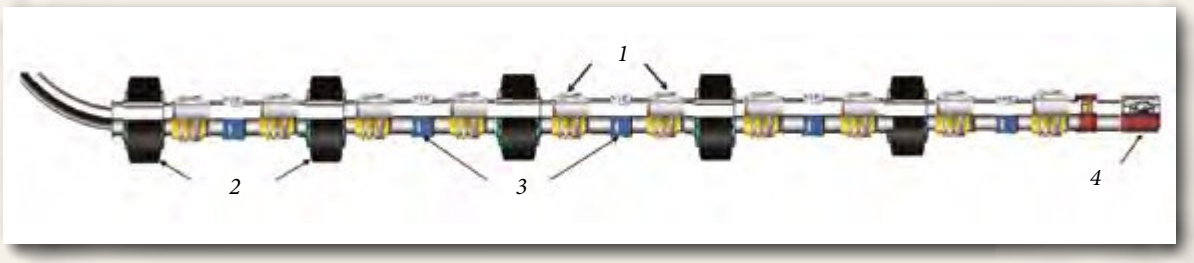

Рис. 2. Хвостовик-фильтр с компоновкой для многостадийного гидроразрыва пласта:
1 – фильтры с устройством регулятора потока; *2* – разобщающие пакеры; *3* – управляемые порты МГРП; *4* – башмак

при перекрытии трубного пространства скважины глухой пробкой;

– направляющая воронка для центрирования лифтовой колонны в эксплуатационной колонне и безопасного прохождения геофизических приборов через башмак лифтовой колонны;

Освоение скважин возможно по одному из двух вариантов:

– предварительное освоение скважины на технологических НКТ с последующим спуском КПО и освоением;

– предварительное освоение скважины на технологических НКТ с последующим гидроразрывом пласта (ГРП), спуском КПО и освоением.

Технико-технологические решения по освоению скважин

Осваивать скважины планируется с передвижной буровой установки УПА-60/80 (или аналогичной) по отдельно разработанному плану работ.

На этапе 1 освоение осуществляется без спуска КПО для определения добычных характеристик скважин и проведения газодинамических исследований. Для вывода скважины из консервации предусматривается выполнение следующих технологических операций:

- открытие циркуляционных муфт фильтров при помощи ГНКТ;
- спуск колонны технологических НКТ диаметром 88,9 мм без пакера, оборудование устья скважины фонтанной арматурой (ФА) и ее опрессовка совместно с линиями обвязки;
- смена раствора в скважине на дизельное топливо (газоконденсат);
- снижение уровня жидкости в скважине при помощи азотной компрессорной установки для вызова притока;
- плавный запуск скважины, направляя газ на факел, при необходимости подача в скважину ингибитора гидратообразования (метанол, высокоминерализованный раствор $CaCl_2$ с концентрацией в соответствии с температурным режимом);
- газодинамические исследования пласта по утвержденному плану после полной очистки скважины до выхода на устойчивый режим работы (в течение не менее 72 ч), при необходимости подача в скважину ингибитора гидратообразования и метанола на рабочую струну фонтанной арматуры перед регулирующим устройством. Отбор устьевых проб газа сепарации, насыщенного и стабильного конденсата для лабораторных анализов;
- глушение скважины раствором плотностью 1050 кг/м^3 с предварительной прокачкой блокирующего состава полимерно-минерального или с конденсируемой дисперсной фазой на основе системы BSV, демонтаж ФА, установка противовыбросового оборудования ПВО.

Если после освоения без КПО получен заданный дебит, осуществляют спуск КПО с последующим освоением (**этап 2**). Для этого предусматривают выполнение следующих технологических операций:

- извлечение технологических НКТ;
- шаблонирование и скребкование обсадной колонны;
- спуск колонны НКТ диаметром 88,9 мм с внутрискважинным оборудованием с периодическими опрессовками через каждые 500 м;
- демонтаж ПВО;
- оборудование устья скважины фонтанной арматурой и ее опрессовка совместно с линиями обвязки;
- смена раствора в скважине на дизельное топливо (газоконденсат);
- понижение уровня жидкости в скважине при помощи азотной компрессорной установки и гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) для вызова притока;
- плавный запуск скважины, направляя газ на факел, с подачей в скважину ингибитора гидратообразования (метанол) при необходимости;
- газодинамические исследования пласта по утвержденному плану после полной очистки скважины до выхода на устойчивый режим работы (в течение не менее 72 ч). При необходимости подача в скважину ингибитора гидратообразования, при этом необходимо предусмотреть возможность подачи метанола на рабочую струну фонтанной арматуры перед регулирующим устройством.

Если после освоения без КПО не получен заданный дебит, проводят интенсификацию притока методом гидроразрыва пласта (ГРП), для чего выполняют следующие технологические операции (**этап 3**):

- извлечение технологических НКТ;
- интенсификация притока методом ГРП с последующей отработкой скважины и проведением гидродинамических испытаний (ГДИ);
- глушение скважины раствором плотностью 1050 кг/м^3 с предварительной прокачкой блокирующего состава, демонтаж ФА, установка ПВО;
- спуски КПО и освоение скважины (работы по этапу 2).

Работы по многостадийному гидроразрыву пласта через управляемые порты (муфты) выполняются с применением ГНКТ и двухпакерной компоновки на НКТ, спускаемой внутрь фильтровой зоны. Далее проводят плановую операцию по производству многозонного гидроразрыва пласта (МГРП).

1. Спуском инструмента на ГНКТ открывают все муфты.

2. Монтируют протектор ФА и арматуру ГРП на буферную задвижку ФА.

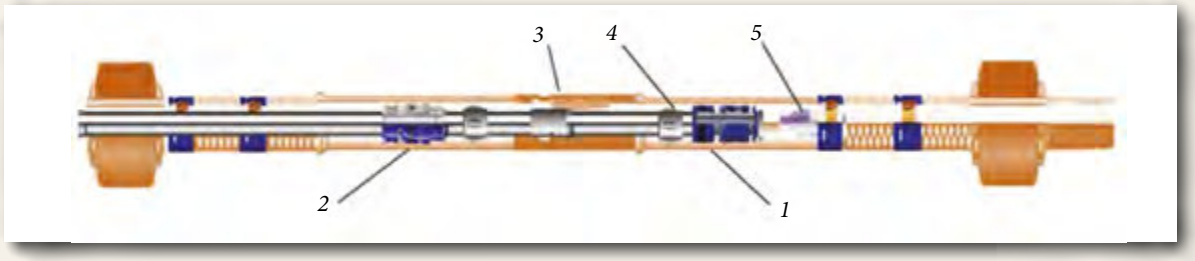

Рис. 3. Схема двухпакерной компоновки:
1 – нижний пакер; *2* – верхний пакер; *3* – скользящая муфта регуляторов потока; *4* – центратор; *5* – управляемый порт МГРП

3. Обвязывают устье факельной и нагнетательной (линией контроля) линией согласно утвержденной схеме обвязки устья при ГРП. Опрессовывают факельную и нагнетательную линии (совместно с ФА до коренной задвижки), составляют акт, передают скважину по акту руководителю ГРП.

4. Расставляют технику для ГРП согласно утвержденной схеме.

5. Обвязывают технику для ГРП с устьем скважины.

6. Опрессовывают нагнетательный манифольд ГРП, составляют акт и получают разрешение на проведение ГРП. Обеспечивают подключение к информеру и ведут наблюдение за данными забойного датчика в режиме реального времени.

7. Спускают двухпакерную сборку на НКТ (рис. 3) в первую нижнюю зону проведения ГРП. Длина двухпакерной компоновки перед спуском должна в точности соответствовать длине хвостовика в пределах межпакерного интервала, на котором планируется ГРП.

8. Осуществляют запакеровку нижнего и верхнего пакеров.

После спуска на проектную глубину и привязки к месту установки порта МГРП в составе с нижним пакером, активируют нижний пакер осевыми спуско-подъемными манипуляциями на 30–50 см. Последующей разгрузкой веса НКТ распакеровывают пакер-элементы вокруг порта МГРП и верхний пакер. Трубное пространство перекрывается шаровым клапаном в составе нижнего пакера, который при активации пакера осевой разгрузкой поворачивается на 90° (при деактивации, т.е. при осевом натяжении, он открывается). Распакеровка выполняется прямым натяжением.

9. Проводят тестовый мини-ГРП, обрабатывают результаты и корректируют по полученным данным дизайн основного ГРП, согласовывают новый дизайн с заказчиком.

10. Проводят основной ГРП в соответствии с планом закачки.

11. Снимают с места установки (распакеровка) верхний и нижний пакеры.

12. Промывают скважину.

13. Выполняют переход на следующую зону ГРП и проводят ГРП.

14. После выполнения всех стадий (пять) ГРП демонтируют флот ГРП.

15. Поднимают двухпакерную компоновку.

16. Спускают технологические НКТ.

17. Демонтируют УПА 60/80, монтируют флот ГНКТ.

18. Промывают скважину до забоя до полной ее очистки с помощью ГНКТ на депрессии.

19. Плавно запускают скважину в работу и отрабатывают ее для выноса незакрепленного проппанта в течение 72 ч.

20. Спускают инструмент на ГНКТ для закрытия муфт ГРП и открытия устройств контроля потока на фильтрах, поднимают и демонтируют ГНКТ.

21. Отрабатывают скважину на факел в течение 12 ч.

Вызов притока компрессированием азотом

В качестве дополнительного воздействия на пласт при вызове притока проектной документацией предложено компрессирование азотом. Эффективность вызова притока обеспечивается созданием депрессии на пласт путем снижения гидростатического давления за счет замещения столба жидкости в скважине газоводяной смесью. Технологический процесс заключается в том, что путем постепенного снижения плотности находящейся в скважине жидкости достигаются снижение забойного давления и выполнение условия притока жидкости из пласта: $p_{заб} < p_{пл}$.

Технология вызова притока пластового флюида методом компрессирования азотом предназначена для создания регулируемой депрессии на пласт путем изменения степени аэрации (чем выше степень аэрации, тем выше депрессия). Газ (азот), попадая из ГНКТ в подъемные трубы, аэрирует жидкость, снижая плотность смеси. При этом депрессия на пласт постепенно увеличивается.

Освоение скважин, оборудованных пакером, проводится с помощью ГНКТ и азотной установки в следующей последовательности:

– обвязка устья осваиваемой скважины;

– спуск ГНКТ на 100 м ниже уровня жидкости, находящейся в скважине;

– подача инертного газа от компрессорной установки с азотным модулем типа СДА;

– плавный спуск ГНКТ с остановками через каждые 100 м до искусственного забоя;

– при получении притока из пласта прекращение подачи азота в ГНКТ и продолжение выпуска жидкости из скважины по кольцевому пространству КП и выкидной линии в емкости для сбора жидкостей через газосепаратор ГС с последующим переключением газожидкостного потока на временную факельную линию;

– при получении устойчивого притока извлечение ГНКТ из скважины;

– отработка скважины на факельное устройство до ее выхода на рабочий режим.

Для вызова притока из пласта может быть предложена азотная компрессорная станция СДА-5/101 (либо аналоги отечественного или зарубежного производства).

На основе передовых мембранных технологий разработаны и освоены в серийном производстве передвижные компрессорные станции, обеспечивающие получение (разделением воздуха) и сжатие инертной азотной смеси производительностью от 5 до 20 м^3/мин и конечным давлением от 10,0 до 25,0 МПа.

Станции рекомендованы Ростехнадзором России для пожаро- и взрывобезопасных технологий при бурении, освоении и ремонте газовых и нефтяных скважин, вскрытии продуктивных пластов, ремонте и испытаниях трубопроводов, резервуаров и оборудования, эксплуатирующихся со взрывоопасными средами.

Глинокислотная обработка

При неполучении или получении неудовлетворительного притока пластового флюида после работ по его вызову, по решению геологической службы для интенсификации притока может быть проведена глинокислотная обработка пласта. Данные работы проводятся по отдельному плану, составленному сервисной компанией. Предварительно рекомендуется следующий глинокислотный состав:

8–10 % HCl + 3–6 % HF + 1 % НПАВ (неонол, ОП-10)

Заключительные работы после освоения скважины

После освоения и исследований скважины с КПО принимается решение об окончании работ с последующей передачей скважины заказчику в установленном порядке.

Перед передачей скважины заказчику проводятся следующие работы:

– дренаж задвижек фонтанной арматуры;

– демонтаж факельных и нагнетательных линий;

– расчистка и планировка территории вокруг устья скважины.

Эксплуатирующей службе скважина передается под давлением. Глушение скважины после освоения допускается только в исключительных случаях по требованию предприятия заказчика. При этом должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения продуктивного пласта.

При необходимости глушения скважины, в качестве одной из мер по предупреждению загрязнения продуктивного пласта после освоения, предлагается спуском ГНКТ в компоновку нижнего заканчивания выполнить технологические операции по закрытию портов МГРП и секций фильтров с устройствами контроля потока, что позволит изолировать продуктивный пласт от негативного воздействия жидкости глушения.

Выводы

В результате проектирования выработано оптимальное на сегодняшний день решение об опережающем освоении скважин Чаяндинского НГКМ с использованием технологических НКТ для определения соответствия дебита проектным показателям. Это дает возможность по результатам ГДИ определить необходимость проведения ГРП на данном этапе существования скважины, а также определить необходимость дополнительной интенсификации притока (кислотной обработки). При получении проектного дебита проводится глушение скважины или закрытие портов МГРП и секций фильтров с устройствами контроля потока, спускается КПО и скважина осваивается. Если дебит значительно меньше проектного, то перед спуском КПО осуществляются ГРП и дополнительная интенсификация притока, после чего спускается КПО, скважина осваивается и пускается в работу. Впоследствии МГРП может проводиться при снижении проектных показателей скважины. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Опыт кратковременной эксплуатации пластов в процессе бурения скважин / Г.А. Ситдыков [и др.] // РНТС: сер. «Бурение». – М.: ВНИИОЭНГ, 1974. – Вып. 9. – С. 30–34.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: Приказ Ростехнадзора 12.03.2013 № 101. URL: https://yandex.ru/search/?lr=213&clid=2242347&msid (дата обращения 01.11.2017 г.).

УДК 622.245.4(03)

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН СРЕДСТВАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В.Н. Гнибидин, канд. тех. наук, доцент;
В.А. Бруяка, канд. физ.-мат. наук
Самарский государственный технический университет.
E-mail: 54940@вк.ru

Ключевые слова: цементирование скважин; математическое моделирование; достоверность результатов.

Аннотация: Статья посвящена поиску путей повышения достоверности статистических моделей процесса цементирования скважин. Проблема состоит в том, что такие модели, синтезированные на основе обучающих выборок с ограниченным объемом, должны иметь четкую физическую интерпретацию моделируемого процесса. В противном случае разрабатываемые на основе математических моделей технологические мероприятия могут не обеспечить достижения своих целей. На примере скважин, расположенных на месторождениях ПАО «Оренбургнефть», показана возможность повышения точности и достоверности результатов статистического анализа путем предварительного изучения однородности и кластеризации обучающей выборки.

Качественное цементирование скважин является одним из наиболее труднодостижимых условий создания надежного и долговременного канала поступления на дневную поверхность углеводородного сырья, насыщающего продуктивные пласты. Несмотря на непрерывное совершенствование материалов для крепления скважин, технологий их доставки в затрубное пространство и элементов технологической оснастки обсадных колонн, ежегодно в 5–30 % скважин отмечаются различные виды брака при креплении. Происходит это как из-за недостаточной эффективности применяемых мероприятий, так и ввиду отсутствия обоснованных рекомендаций относительно условий, в которых применение того или иного средства или мероприятия наиболее рационально.

В соответствии с установившейся практикой основные технико-технологические параметры цементирования скважин определяются требованиями отраслевых и корпоративных нормативных документов [1], а также действующими Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [2]. Эти требования являются обобщенными и не учитывают особенностей геологического строения конкретных месторождений. Другие важные аспекты проблемы – необходимость изучения закономерностей, определяющих влияние этих особенностей, и разработка на их основе эффективных программ и технологий цементирования отдельных скважин. При использовании для этих целей статистических методов анализа неизбежно возникает проблема оценки достоверности полученных результатов и их применимости на конкретных скважинах. Другими словами, выявленные в ходе статистического анализа закономерности могут быть применены только на объектах, относящихся к тем же совокупностям параметров, на которых проводилось обучение данной выборки.

Таким образом, при разработке мероприятий по повышению качества цементирования скважин чрезвычайно актуальны задачи проверки однородности обучающей выборки, а также создание некоего алгоритма для распознавания принадлежности нового объекта (скважины) к ранее выделенным однородным группам или кластерам.

Рассмотрим способ решения указанных задач на примере добывающих скважин, расположенных на территории Оренбургской обл. Исследование однородности массива данных, характеризующих качество цементирования скважин, было предпринято в рамках разработки мероприятий по повышению качества разобщения разнонапорных флюидосодержащих пластов.

Процесс цементирования нефтяных и газовых скважин практически не воспроизводим в стендовых условиях, поэтому была сделана попытка выявления основных закономерностей, определяющих успешность этого процесса, методом математического моделирования на основе статистических данных по ранее пробуренным скважинам. Для этого была сформирована обучающая выборка, содержащая сведения о результатах и условиях разобщения пластов на 164 объектах 50 скважин, расположенных на месторождениях ПАО «Оренбургнефть». Каждый объект при этом характеризовался определенным набором показателей, измеренные значения которых в дальнейшем именуются наблюдениями. К числу таких показателей были отнесены параметры, величины которых не могут быть изменены непосредственно в процессе цементирования. Таким образом, эти показатели, или неуправляемые факторы, характеризуют геолого-технические условия цементирования скважин, управляемые же факторы – это параметры технологии цементирования, направленное регулирование которых призвано обеспечить требуемое качество цементирования конкретной скважины.

В перечень неуправляемых факторов, используемых для проверки однородности обучающей выборки, входят:

– среднее значение зенитного угла в интервале разобщения разнонапорных пластов, градус;

– расстояние от граничных перфорационных отверстий до водоносного пласта, м;

– толщина непроницаемой перемычки между нефте- и водонасыщенными пластами, м;

– коэффициент кавернозности в зоне возможных перетоков;

– высота подъема тампонажного раствора над зоной перфорации, м;

– кольцевой зазор в интервале продуктивного пласта, м;

– объем внутреннего пространства эксплуатационной колонны, м^3;

– бинарный идентификатор района работ (0 – юг, 1 – центр).

Однородность исходных выборок ввиду их ограниченного объема проверена по степени сходства выборочного среднего, медианы, значений коэффициента вариации и типам гистограмм распределения.

Анализ полученных статистических характеристик всей совокупности по отдельным параметрам указывает на отсутствие «выбросов», а величина отклонения выборочного среднего от медианы по большинству параметров не превосходит 15 %. Наибольшим отличием выборочных средних от медиан и коэффициентов вариации обладает параметр «Расстояние от граничных перфорационных отверстий до водоносного пласта». Гистограмма для этого параметра показывает большое рассеяние значений, тем не менее оставляем его для дальнейшего рассмотрения.

Следующим этапом подготовки исходных данных явилось их преобразование, при котором все значения рассматриваемых параметров заменяются на стандартные, рассчитываемые по следующей формуле:

$$X_{std} = (X_r - \bar{X}) / \sigma,$$

где X_r – измеренное значение параметра; $\bar{X}$ – выборочное среднее; σ – выборочное среднеквадратическое отклонение (СКО).

Выбор метода кластеризации выборки должен опираться на характерные особенности данных выборки и решаемые в результате анализа задачи. Для приблизительной оценки числа кластеров, на которые целесообразно разбивать совокупность, необходимо построить иерархическое дерево (дендрограмму). По исходным данным была построена серия дендрограмм, в которых степень близости кластеров и расстояния между объектами определялись различными методами, подробно изложенными, например, в [3]. Сравнительный анализ результатов показал, что использование метода одиночной связи вместе с евклидовым расстоянием приводит к большому числу объединений и формирует цепочечные кластеры. Чуть лучше работает метод взвешенного попарного среднего в совокупности с «расстоянием городских кварталов» [3], которое минимизирует влияние отдельных выбросов на расстояние между объектами. В качестве окончательного варианта было выбрано сочетание «расстояния городских кварталов» с методом Варда.

Для определения числа кластеров по дендрограмме необходимо задаться расстоянием объединения и провести на графике вертикальную линию, соответствующую этому расстоянию. При этом искомое число кластеров есть число пересечений ветвей дендрограммы этой линией. Изменяя расстояние объединения, можно рассматривать большее или меньшее число кластеров. В целом выделение большего числа кластеров затрудняет последующий анализ в части физической интепретации полученных результатов.

Для выбора оптимального варианта разбиения была выполнена кластеризация исходной выборки методом «К-средних» [3] для трех и четырех кластеров. Для каждого из выделенных кластеров была полу-

Таблица 1

Статистические внутрикластерные характеристики

Параметр	Статистическая характеристика	Кластер			
		1	2	3	4
Среднее значение зенитного угла в интервале разобщения разнонапорных пластов	Среднее	19,37239	7,61125	23,43474	2,10563
	СКО	12,41274	6,34083	6,74719	1,52296
Расстояние от граничных перфорационных отверстий до водоносного пласта	Среднее	269,178	2652,250	584,711	2163,263
	СКО	754,885	1116,648	1148,513	2224,084
Толщина непроницаемой перемычки между нефте- и водонасыщенными пластами	Среднее	8,163043	2,562500	5,500000	7,506250
	СКО	9,13787	4,76051	8,14623	15,62500
Коэффициент кавернозности в зоне возможных перетоков	Среднее	1,061087	1,301250	1,014737	0,915625
	СКО	0,109954	0,217712	0,012635	0,369088
Высота подъема тампонажного раствора над зоной перфорации	Среднее	1610,696	2121,563	1701,605	2906,500
	СКО	301,7000	442,1669	247,6299	287,3688
Величина кольцевого зазора в интервале продуктивного пласта	Среднее	4,760000	4,765625	4,877895	4,760000
	СКО	0,012093	0,012093	0,237571	0,012093
Объем внутреннего пространства эксплуатационной колонны	Среднее	49,37148	56,85813	50,75989	79,93838
	СКО	4,78523	8,95582	2,93542	3,48388
Объем затрубного пространства от башмака колонны до зоны перетоков	Среднее	2,290848	1,156313	1,681526	2,108688
	СКО	2,636335	0,589983	1,432062	1,223181
Коэффициент плотности контакта по АКЦ	Среднее	0,884022	0,883000	0,879632	0,814500
	СКО	0,105629	0,059579	0,108987	0,140643

чена описательная статистика, результаты которой сравнивались между собой. При этом выявлялось такое разбиение, при котором статистические оценки значений переменных внутри кластеров наиболее различаются. В рамках данной работы внутригрупповой анализ выполнялся с помощью «диаграмм размахов» [3], которые графически отображают средние значения, стандартную ошибку среднего и среднеквадратическое отклонение.

Анализ результатов свидетельствует о том, что четырехкластерное разбиение оказалось лучшим, чем трехкластерное, так как по многим из переменных при четырехкластерном разбиении наблюдается более существенное различие внутригрупповых распределений. Основные статистические характеристики набора объектов внутри каждого из выделенных кластеров приведены в табл. 1.

Анализ результатов кластеризации исходной выборки показывает, что на группировку скважин оказывают влияние все рассматриваемые параметры, хотя и в разной степени. Так, наиболее простое их разделение только по географическому признаку было бы некорректно, так как в один кластер попадают скважины из разных районов работ.

После разбивки исходной выборки на однородные кластеры необходимо установить правило, по которому новые объекты включаются в тот или иной кластер. Для этой цели используются дискриминантные функции, по значениям которых можно определить, в какой кластер следует отнести новые объекты. Число дискриминантных функций обычно на единицу меньше числа выделенных кластеров. По данным нового наблюдения, если дискриминантная функция вычисляется для всех кластеров, то наблюдение относят в тот кластер, для которого значение дискриминантной функции наибольшее. Порядок расчета дискриминантных функций и оценки их значимости можно найти в [4].

Альтернативный способ – оценка близости объекта к кластеру с помощью расстояния Махалонобиса, которое является мерой расстояния, используемого в многомерном пространстве, определенном параметрами объектов в выборке. Оно равно расстоянию между наблюдением и центром каждого кластера. Под центром кластера понимается точка в многомерном пространстве переменных объекта, координаты которой равны средним значениям пе-

Таблица 2

Результаты дискриминантного анализа

Параметр	Уилкса лямбда	Частная лямбда	*p*-Уровень
Среднее значение зенитного угла в интервале разобщения разнонапорных пластов	0,011378	0,861831	0,005302
Расстояние от граничных перфорационных отверстий до водоносного пласта	0,013898	0,705599	0,000002
Толщина непроницаемой перемычки между нефте- и водонасыщенными пластами	0,010024	0,978232	0,597334
Коэффициент кавернозности в зоне возможных перетоков	0,014104	0,695294	0,000001
Высота подъема тампонажного раствора над зоной перфорации	0,011362	0,863090	0,005619
Величина кольцевого зазора в интервале продуктивного пласта	0,014306	0,685480	0,000000
Объем внутреннего пространства эксплуатационной колонны	0,019167	0,511628	0,000000
Объем затрубного пространства от башмака колонны до зоны перетоков	0,011430	0,857915	0,004422
Идентификатор района работ	0,039939	0,245528	0,000000

ременных для объектов внутри кластера. Чем меньше расстояние Махалонобиса, вычисленное для нового наблюдения и кластера, тем более вероятно, что это наблюдение следует отнести к этому кластеру.

В табл. 2 представлены результаты дискриминантного анализа для исходной выборки. Столбец «Уилкса лямбда» содержит расчеты одноименной статистики и используется для обозначения статистической значимости мощности дискриминации в текущей модели. Ее значение меняется от 1,0 (нет никакой дискриминации) до 0,0 (полная дискриминация). Столбец «Частная лямбда» содержит расчеты статистики Уилкса для одиночного вклада соответствующей переменной в дискриминацию, при этом чем ниже ее значение в этом столбце, тем больше одиночный вклад соответствующей переменной в степень дискриминации. Последний столбец в таблице содержит результаты расчета уровня статистической значимости оценок переменных (*p*-уровень) – чем меньше значение, тем более значима оценка.

Таким образом, из представленных в табл. 2 результатов следует, что параметр «Толщина непроницаемой перемычки между нефте- и водонасыщенными пластами» является незначимым и может быть исключен, а среди остальных наибольший вклад в дискриминацию вносит параметр «Идентификатор района работ». Наименьший вклад в дискриминацию выборки вносит параметр «Высота подъема тампонажного раствора над зоной перфорации».

Для оценки достоверности кластеризации, проведенной с помощью полученных дискриминантных функций, применим их к объектам исходной выборки. Результаты проверки свидетельствуют о том, что всего лишь два объекта из 97 в исходной выборке отнесены с помощью дискриминантных функций не в свой (определенный ранее) кластер.

Таким образом, применение методов кластеризации позволяет разделить исходную выборку данных, характеризующих геолого-технические условия цементирования скважин, на однородные непересекающиеся группы объектов, обладающих сходными начальными условиями формирования цементной оболочки в затрубном пространстве. Проведенный дискриминантный анализ позволил получить набор функций, с помощью которых можно распределять новые скважины в выделенные кластеры, что обеспечивает возможность достижения высокой степени достоверности результатов математического моделирования процесса цементирования, осуществляемого на основе анализа промысловых статистических данных. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин: Утв. ОАО Газпром 25.07.2000.– Краснодар, 2000. – 99 с.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.

3. Олдендерфер М.С., Блэшфилд Р.К. Кластерный анализ. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 215 с.

4. Клекка У.Р. Дискриминантный анализ. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 215 с.

УДК 550.814

МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ МЕТОДОМ ВОЗДУШНОГО ЛАЗЕРНОГО СКАНИРОВАНИЯ И ЦИФРОВОЙ АЭРОФОТОСЪЕМКИ

И.С. Кошечкин, генеральный директор;
С.Н. Хоренко, зам. генерального директора, канд. техн. наук;
А.В. Войтенко, начальник отдела
АО "Кадастрсъёмка".
E-mail: office@kadsurvey.ru

Ключевые слова: мониторинг; магистральный трубопровод; воздушное лазерное сканирование; цифровая аэрофотосъемка; компания ООО НИИ «Транснефть».

Аннотация. В статье рассматривается возможность мониторинга экзогенных процессов магистральных трубопроводов методом воздушного лазерного сканирования (ВЛС) и цифровой аэрофотосъемки (ЦАФС). Для апробации технологии ООО НИИ «Транснефть» привлекло две независимые компании с целью получения наиболее достоверных результатов. Все работы проводились под непосредственным контролем специалистов ООО НИИ «Транснефть».

Мониторинг объектов транспорта углеводородов – это одна из важных задач, влияющая на безопасную эксплуатацию магистральных нефте- и газопроводов. Для этих целей АО «Кадастрсъемка» отработало технологию мониторинга с применением воздушного лазерного сканирования и цифровой аэрофотосъемки на опытном участке магистрального нефтепровода.

Основными задачами работ стали:

– установка точности определения координат точек объектов и ошибки определения геометрических характеристик элементов сооружения по результатам ВЛС;

– определение возможности выявления форм рельефа, образованных под действием экзогенных процессов (ЭГП). Установление минимальных размеров, однозначно идентифицируемых по точкам лазерных отражений форм на заданных высотах съемки;

– определение возможности отслеживания изменений форм рельефа по результатам мониторинговых наблюдений;

– определение возможности контроля высотного положения подземной части нефтепровода посредством измерения высотных отметок устройств определения высоты (УОВ) на подземных участках нефтепровода и плоскости защитного валика;

– определение возможности контроля отклонений опор линий электропередач (ЛЭП) и мачт связи от вертикали.

До начала работ были определены требования к точностям измерения координат и определения размеров форм рельефа.

В соответствии со СНИП 22-01-95. «Геофизика опасных природных воздействий» [1] приняты следующие критерии оценки степени опасности природных процессов, формирующих формы рельефа (табл. 1).

На основании этих критериев ошибка измерений не должна превышать следующих значений:

– форм рельефа (повторяемость измерений) в плане для целей мониторинга – 5 см;

– перемещений оси магистрального нефтепровода (МН) – 20 см;

– измерений высотного положения УОВ относительно референсных станций – 4 см.

Средняя плотность точек лазерного сканирования должна быть не менее 16 на 1 м^2; макси-

Таблица 1

Критерии оценки степени опасности

Форма рельефа	Показатель, используемый при оценке степени опасности	Значение показателя
Термокарст	Скорость развития	5–15 см/год в охранной зоне МН
Эрозия овражная	Скорость развития	От 1 м/год
Эрозия речная	Скорость развития	От 10 см/год на подводных переходах
Оползни	Скорость смещения	От 5 м/мес

Таблица 2

Параметры лазерной съёмки

Скорость полёта, км/ч	120
Высота съёмки, м	250
Угол сканирования, градус	56
Частота сканирования, Гц	190000
Средняя плотность точек на 1 м^2 поверхности	22
Точность определения планового положения точек, см	0,03
Точность сканирования по высоте, см	0,04

Таблица 3

Основные технические характеристики цифровой аэрофотокамеры и съёмки

Высота съёмки, м	250
Размер кадра, px×px	8956×6708
Фокусное расстояние объектива, мм	52
Размер пикселя камеры, мкм	6
Интервал съемки, с	2,32
Калибровка	Камера RCD30 имеет данные фотограмметрической калибровки
Средний размер пикселя на местности (GSD), м	0,03

Рис. 1. Определение размеров элементов эталонного полигона: плановые размеры (длина, ширина) определены по ЦОФП со средней ошибкой не более 3 см, высотные размеры (глубина, высота) определены по ТЛО со средней ошибкой не более 4 см

Таблица 4

Совместная оценка полученных данных

Форма	Размеры по наземным измерениям (Д×Ш×Г), м	Размеры по ВЛС (Д×Ш×Г), м	Расхождение, м
Фигура 13	0,25×0,50×0,10	0,25×0,50×0,13	0,0×0,0×0,03
Фигура 11	0,50×0,75×0,20	0,45×0,70×0,22	0,05×0,05×0,02
Фигура 12	0,75×1,00×0,30	0,70×1,00×0,27	0,05×0,0×0,03
Фигура 15	0,50×0,10	0,50×0,21	0,0×0,11
Фигура 10	0,75×0,15	0,80×0,20	0,05×0,05
Фигура 14	1,00×0,30	1,00×0,34	0,0×0,04
Фигура 4	0,25×0,50×0,10	0,25×0,50×0,08	0,0×0,0×0,02
Фигура 1	0,50×0,75×0,20	0,50×0,65×0,17	0,0×0,10×0,03
Фигура 3	0,75×1,00×0,30	0,80×1,00×0,37	0,05×0,0×0,07
Фигура 2	0,50×0,10	0,50×0,11	0,0×0,01
Фигура 5	0,75×0,15	0,70×0,18	0,05×0,03
Фигура 7	1,00×0,30	1,00×0,33	0,0×0,03
Фигура 6	0,70	0,68	0,02
Фигура 8	1,90×0,50×0,40	2,00×0,50×0,42	0,10×0,0×0,02
Фигура 9	2,10×0,60×0,40	2,00×0,60×0,40	0,10×0,0×0,0
Человек	1	1	Распознан
Человек	2	2	Распознан
Человек	3	3	Распознан
Устройство определения высоты	0,5×0,5	0,5×0,5	0,0×0,0

мальное расхождение по высоте – не более 0,05 м; ошибка взаимного положения – не более 0,05 м.

Исследования проводились в несколько этапов.

На первом этапе выполнены геодезические работы по созданию двух базовых станций, расстояние между которыми составило 30 км, размечена площадка прямоугольной формы, состоящая из 25 точек, расположенных на расстоянии 1 м друг от друга, измерены углы отклонений опор ЛЭП и мачты связи от вертикали в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Методом наземной геодезической съемки были определены участки с микроформами рельефа, элементы нефтепровода (крышки колодцев) и УОВ. Работы проводились специалистами эксплуатирующей организации (рис. 1) в соответствии с требованиями нормативно-технической документации [1–5].

На втором этапе выполнены воздушное лазерное сканирование и цифровая аэрофотосъемка специальным оборудованием швейцарского производителя Leica, прошедшим ежегодные поверочные исследования. Съемка проводилась с вертолета МИ-8 с предварительной калибровкой оборудования. Основные параметры ВЛС и ЦАФС приведены в табл. 2 и 3.

На третьем этапе выполнены уравнивание траектории полета от двух базовых станций, выгрузка точек лазерных отражений, декодирование снимков, калибровка полученных точек лазерного отражения, уточнение параметров цифровой камеры, классификация точек лазерного отражения, построение цифровых ортофотопланов и цифровых моделей местности (рис. 2).

Рис. 2. Фрагмент цифровой модели местности (ЦММ)

На четвертом этапе была проведена совместная с представителями эксплуатирующей организации оценка полученных данных [6], представленных в табл. 4.

Рис. 3. Оценка точности формирования защитного валика

В результате проделанной работы было определено, что минимальные размеры однозначно идентифицируемых форм рельефа должны быть не менее 28×40 см при высоте аэрофотосъемки 250 м. При этом точность определения геометрических параметров элементов нефтепровода составила не более 3 см. Высотные размеры (глубина, высота) определены со средней ошибкой не более 4 см.

По определению высот доработанных конструкций устройства определения высоты (УОВ) и плоскости защитного валика (рис. 3) получены следующие результаты:

- максимальная ошибка измерений по УОВ составила 6 см, средняя квадратическая ошибка – 1 см;
- по плоскости защитного валика максимальная ошибка – 8 см, средняя квадратическая ошибка – 6 см;
- по плоскости водоотводного валика максимальная ошибка – 7 см, средняя квадратическая ошибка – 5 см.

Выводы

Технология ВЛС и ЦАФС позволяет:

• выявлять формы рельефа, образованные под действием экзогенных процессов, на трассе нефтепровода и за её пределами, в том числе скрытыми растительностью;

• контролировать высотное положение подземной части нефтепровода посредством измерения высотных отметок доработанных устройств определения высоты и плоскости защитного валика с заявленной в программе работ точностью не более 4 см;

• контролировать отклонения опор ЛЭП и мачт связи от вертикального положения;

• определять геометрические параметры элементов нефтепровода с ошибкой не более 3 см.

Результаты оценки выполненной работы показывают, что мониторинговые наблюдения методами ВЛС и ЦАФС при выбранных параметрах съемки обеспечивают заданную заказчиком точность определения параметров элементов трубопровода и осуществление наблюдения за экзогенными процессами. ■

ЛИТЕРАТУР

1. СНИП 22-01-95. Геофизика опасных природных воздействий. – М.: Минстрой России, 1996. – С. 4– 7.

2. СП-47.13330. Инженерные изыскания для строительства. – М.: Минстрой России, 2016. – С. 31–40.

3. ОСТ 68-3.7.1-03. Цифровые модели местности. Каталог объектов местности. – М.: ЦНИИГАиК, 2003. – С. 31–40.

4. ОСТ 68-3.4.2-03. Карты цифровые. Методы оценки качества данных. Общие требования. – М.: ЦНИИГАиК, 2003. – С. 3–7.

5. ГКИНП (ОНТА)-02-262-02. Инструкции по развитию съемочного обоснования и съемке ситуации и рельефа с применением глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS. – М.: ЦНИИГАиК, 2002. – С. 24–31.

6. ГКИНП (ГНТА)-17-004-99. Инструкция о порядке контроля и приемки геодезических, топографических и картографических работ. – М.: ЦНИИГАиК, 1999. – С. 10–12.

7. ГКИНП-09-32-80. Основные положения по аэрофотосъёмке, выполняемой для создания и обновления топографических карт и планов. – М.: Недра, 1982. – С. 4–11.

УДК 622.24

ОСОБЕННОСТИ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА В КРИВОЛИНЕЙНОМ ФУТЛЯРЕ

А.Г. Артюшин, главный инженер;
А.Н. Симаков, ведущий инженер
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»
ОП «Центр проектирования обустройства месторождений» в г. Самаре.
E-mail: a.artyshin@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: переход трубопровода; криволинейный футляр; наклонно направленное бурение; опорное кольцо.

Аннотация. В статье рассказывается о редком, но встречающемся в практике, проектном решении – прокладке трубопровода в защитном футляре, проложенном по криволинейной траектории методом наклонно направленного бурения. Поднимается вопрос о недостаточности требований существующей нормативной документации, регламентирующей проектирование и строительство такого рода сооружений. Объясняется различие в подходах к проектированию переходов трубопроводов с использованием прямолинейных и криволинейных футляров. Даются конкретные рекомендации, позволяющие учесть особенности криволинейных футляров и тем самым избежать аварийных случаев при строительстве подобных сооружений.

Магистральные трубопроводы относятся к взрыво- и пожароопасным сооружениям, отказ в работе которых способен привести к тяжелым последствиям. В нормативных требованиях особое значение отводится надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов, в частности, на переходах через естественные и искусственные препятствия. Основным решением, повышающим безопасность и ремонтопригодность переходов через автомобильные и железные дороги, является использование защитного футляра из труб бóльшего диаметра, чем рабочий трубопровод. Требования об обязательном устройстве защитных футляров на таких переходах содержатся в целом ряде нормативных документов [1–3], в том числе применяемых на обязательной основе. В этих же документах содержатся требования к самим футлярам: их длине, диаметру, вентиляции, герметизации и т.д. Нормативные документы не накладывают ограничений на криволинейность футляров. Однако на практике такие футляры обычно являются прямолинейными (не имеют искривлений ни в плане, ни в плоскости). Футляры могут строиться открытым способом, но, как правило, организации, эксплуатирующие пересекаемые проектируемым трубопроводом сооружения, указывают в технических условиях на пересечение закрытый способ прокладки футляра. Большинство широко используемых, современных технологий и способов проведения работ по устройству прямолинейных футляров имеют существенные ограничения по длине прокладки в зависимости от типа грунта и диаметра трубопровода. Впрочем, протяженность их, как правило, не превышает 150 м. Прямолинейность таких футляров также обусловлена технологией их прокладки (шнековое бурение, продавливание, прокол и т.п.) и незначительной протяженностью.

При пересечении трубопроводами водных преград устройство защитных футляров в соответствии с нормативными документами не требуется. Наряду с открытым способом строительства подводных переходов (разработка подводной траншеи в русле водотока) часто применяется метод строительства переходов наклонно направленным бурением (ННБ) в силу целого ряда его преимуществ. Данный метод хорошо освоен строительными организациями и проектировщиками. Также имеются нормативные документы, содержащие исчерпывающие требования к проектированию и строительству переходов методом ННБ [4–6].

Обычно вышеописанные способы строительства переходов взаимоисключают друг друга, но на практике, хоть и не часто, встречаются случаи, когда при пересечении водных преград, железных и автомобильных дорог по разным причинам сначала методом ННБ прокладывается защитный футляр, а затем протаскивается трубопровод.

В этом случае речь уже идет о криволинейном футляре. Такие решения могут применяться, например, в следующих случаях:

- При значительной протяженности футляра (несколько сотен метров) в случае перехода через транспортные коридоры, когда отсутствует возможность выбора другого места пересечения, но при этом имеются нормативные требования об устройстве футляров.
- При большой разности отметок концов футляра и необходимости разработки приемного или рабочего котлована на значительной глубине.
- При необходимости проведения тензометрического контроля перехода через водное препятствие значительной протяженности, при прокладке, например, в зоне активного тектонического разлома и одновременно невозможности использования открытого способа перехода по природоохранным соображениям.

Так как в нормативных документах, регламентирующих прокладку трубопроводов в футлярах, прямо не оговаривается, что они распространяются только на прямолинейные футляры, у конкретного проектировщика, эксперта или строителя может возникнуть предположение, что требования, заложенные в этих нормативах, носят универсальный характер. Однако такой подход может привести к серьёзным проблемам и финансовым потерям уже на стадии строительства перехода.

Прямолинейный футляр

Как известно, контакт рабочего трубопровода с футляром не допускается. Для выполнения этой задачи, а также облегчения самого протаскивания рабочего трубопровода в футляр применяют серийно изготавливаемые опорные кольца. Наряду с кольцами, имеющими скользящие опоры, для уменьшения усилия протаскивания используют опорные кольца с роликовыми опорами (рис. 1).

В этом случае, при известных допустимой нагрузке на опору и массе трубопровода всегда можно определить шаг l расположения опорных колец. Рекомендованный шаг установки опорных колец также приведен в технических условиях на опорные кольца.

Криволинейный футляр

В самом общем случае траектория трубопровода, проложенного методом ННБ, имеет прямой участок входа под углом 6–20° вначале, затем криволинейный участок с минимальным радиусом R_{min} = 1200 диаметров, потом горизонтальный прямой участок определённой длины, далее криволинейный участок с минимальным радиусом R_{min} = 1200 диаметров и, наконец, снова прямолинейный участок под углом 6–20° выхода на поверхность. Прямые участки могут быть достаточно короткими или отсутствовать, но приведенный на рис. 2 случай наиболее показателен.

В результате протаскивания в криволинейный футляр прямой рабочий трубопровод должен принять форму футляра, оставаясь при этом в упругоизогнутом состоянии. На первый взгляд, для этого достаточно лишь обеспечить выполнение условия, при котором радиус кривизны

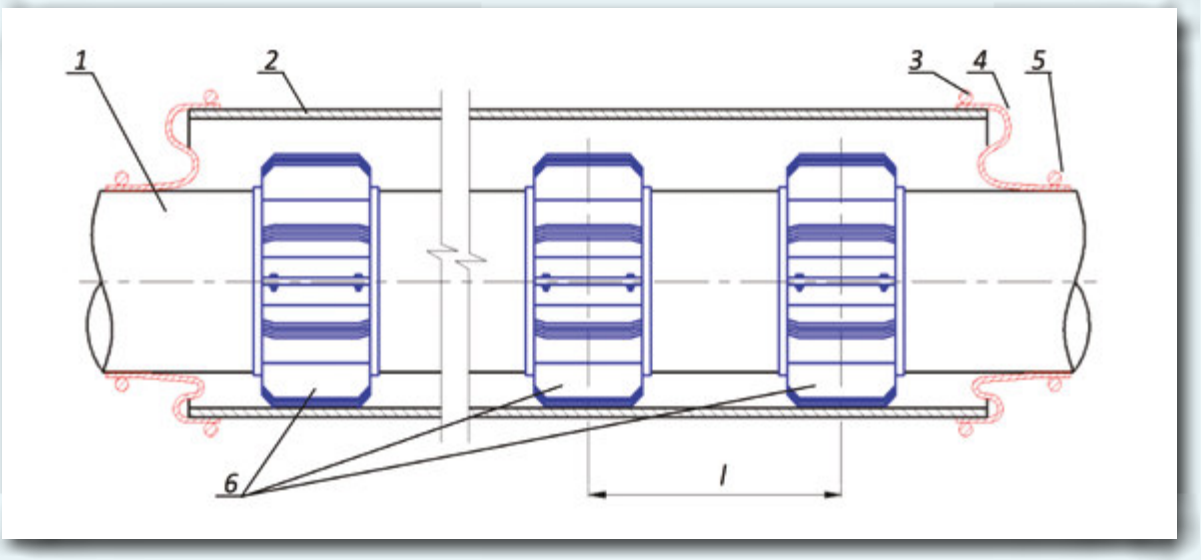

Рис. 1. Переход магистрального трубопровода в сборе:
1 – магистральный трубопровод; *2* – защитный кожух (футляр); *3* – хомут стяжной для защитного кожуха; *4* – манжета; *5* – хомут стяжной для магистрального трубопровода; *6* – опорные кольца

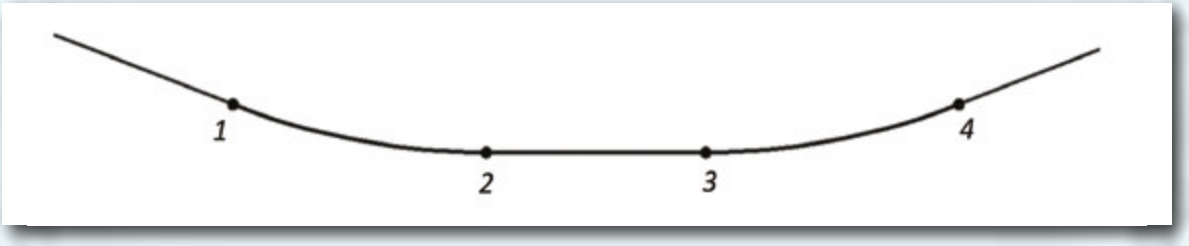

Рис. 2. Схематическая траектория трубопровода, проложенного методом ННБ:
1, 3 – точки перехода от прямого участка к криволинейному; *2, 4* – точки перехода от криволинейного участка к прямому

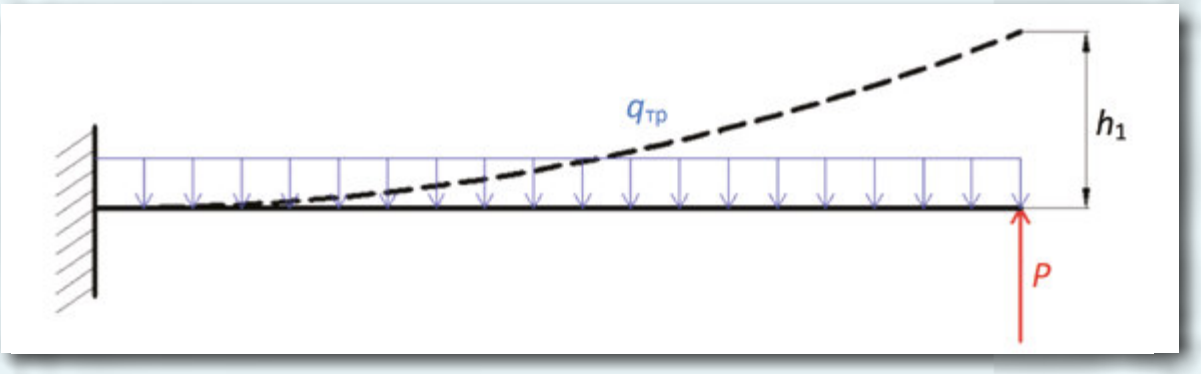

Рис. 3. Расчётная схема консольной балки, нагруженной на конце силой *P* и собственным весом $q_{тр}$

футляра будет больше или равен минимальному радиусу упругого изгиба рабочего трубопровода. Для упругоизогнутого футляра радиус изгиба криволинейных участков принимается 1200 диаметров. Диаметр рабочего трубопровода минимум на 200 мм меньше диаметра футляра, толщина стенки футляра и рабочего трубопровода, как правило, сопоставимы. Вес продукта, перекачиваемого по трубопроводу, также влияет на уменьшение минимального радиуса упругого изгиба. Учитывая вышесказанное, маловероятна ситуация, когда в силу существенной жесткости рабочего трубопровода его минимальный радиус упругого изгиба будет больше 1200 диаметров футляра.

Рассмотрим, как будет вести себя система футляр – труба на стадии строительства в процессе протаскивания трубы в футляр.

Связь кривизны продольной оси балки с изгибающим моментом в её поперечном сечении выражается формулой

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M}{EI}, \qquad (1)$$

где ρ – радиус упругой линии при изгибе, м; *M* – изгибающий момент в поперечном сечении, Н·м; *E* – модуль Юнга, Н/м^2; *I* – момент инерции поперечного сечения относительно нейтральной оси, м^4.

На оси трубопровода (см. рис. 2), проложенного методом ННБ, имеются четыре характерные точки, в которых происходит изменение её кривизны. Это точки *1, 3* – перехода от прямого участка к окружности и точки *2, 4* – перехода от окружности к прямому участку. Из приведенной выше формулы следует, что для того чтобы труба поменяла свою кривизну в какой-то точке, необходимо приложить к ней в этой точке изгибающий момент. Если в точках *1, 3* приложить момент

$$M = \frac{EI}{\rho},$$

а в точках *2, 4* такой же момент, но с обратным знаком – труба примет форму футляра.

Трубопровод на опорно-направляющих кольцах представляет собой многопролётную балку на шарнирных опорах.

В центральном сечении промежуточного пролёта такой балки действует изгибающий момент

$$M = \frac{qL^2}{24}, \qquad (2)$$

где *q* – удельный вес балки, Н/м; *L* – расстояние между опорами, м.

На прямолинейном участке при расстоянии между опорами

$$L = \sqrt{\frac{24EI}{q\rho}} \qquad (3)$$

под действием собственного веса труба прогнётся так, что радиус упругой линии в середине будет равен ρ.

При входе трубопровода в кривую часть футляра переход от прямого участка к вогнутому можно представить как подъём торца трубопровода вверх. При этом помимо собственного веса на трубопровод начинает воздействовать футляр, заставляя трубопровод отклоняться от прямолинейного положения.

Рассмотрим ситуацию, когда труба лежит на земле, к ее концу прикладывают силу P, направленную вверх, и поднимают торец плети на высоту h_1. Определим, на каком участке от края труба оторвётся от земли и, начиная с какой длины, она останется лежать на земле (рис. 3).

Сила, которую необходимо приложить к свободному концу балки для того, чтобы компенсировать его перемещение под действием собственного веса

$$P = \frac{q_{тр} L_к}{2}, \qquad (4)$$

где $q_{тр}$ – удельный вес балки или приподнятого участка трубопровода, Н/м; $L_к$ – длина консольной балки или приподнятого участка трубопровода, м.

Линейное перемещение вдоль вертикальной оси конца консольной балки под действием приложенной к нему силы P

$$h_P = \frac{PL_к^3}{3EI}. \qquad (5)$$

Линейное перемещение вдоль вертикальной оси конца консольной балки под действием собственного веса

$$h_{q_{тр}} = \frac{q_{тр} L_к^4}{8EI}. \qquad (6)$$

Применяя принцип суперпозиции, можно записать следующее уравнение:

$$\frac{PL_к^3}{3EI} - \frac{q_{тр} L_к^4}{8EI} = h_1. \qquad (7)$$

Здесь в правой части записаны перемещения свободного края консольной балки от действия силы P, направленной вверх, и собственного веса.

Выражая P через $q_{тр}$, определяем длину $L_к$ от конца трубы до точки, начиная с которой труба остаётся лежать на земле.

$$L_к = \sqrt[n]{\frac{24 h_1 EI}{q_{тр}}}. \qquad (8)$$

Для трубы диаметром 1020 мм с толщиной стенки 21,6 мм по выражению (8) определяем

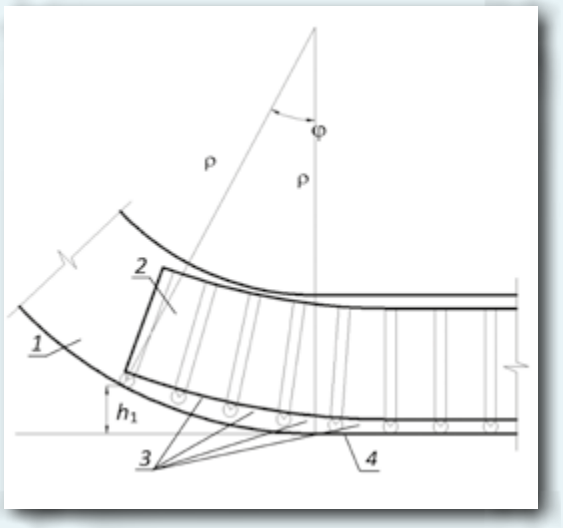

Рис. 4. Положение трубопровода в футляре в момент протаскивания:
1 – футляр; *2* – рабочий трубопровод; *3* – опоры, не имеющие контакта с нижней образующей футляра; *4* – точка перехода криволинейного участка футляра в прямолинейный (точка 2 в соответствии с рис. 2)

$$q_{тр} = 537{,}12 \cdot 9{,}81 = 5269 \text{ Н/м}.$$

Здесь 537,12 кг/м – удельная масса трубы 1020 × 21,6; $I = 0{,}008446$ м^4 – момент инерции трубы; $h_1 = \rho(1 - \cos\varphi) = 0{,}0014$ м – в случае с криволинейным футляром это отклонение нижней образующей футляра в точке опирания на него первой опоры на конце рабочего трубопровода;

$$\varphi = 180 \cdot 2/(\pi\rho) = 0{,}078^\circ -$$

угол, на который перемещается опора при прохождении по дуге 2 м; ρ = 1464,61 м – радиус дуги, по которой перемещается опора (радиус нижней образующей футляра в его криволинейной части).

Выражение (8) может быть представлено как

$$L_к = \sqrt[4]{\frac{24\rho(1-\cos\varphi)EI}{q_{тр}}} \qquad (9)$$

или, подставляя численные значения,

$$L_к = \sqrt[4]{\frac{24 \cdot 1464{,}61(1-\cos 0{,}078^\circ) 206000 \cdot 10^6 \cdot 0{,}008446}{5269}} = 10{,}2 \text{ м}.$$

Предположим, что опорные кольца установлены на газопроводе с шагом 2 м (рис. 4) в соответствии с рекомендациями ТУ. Так как труба обладает высокой жёсткостью на изгиб и на коротких участках остаётся практически прямой, очевидно, что при частой расстановке опор будет происхо-

дить их отрыв от футляра. В приведенном выше примере при протаскивании всего на 2 м в кривую часть футляра из работы будут исключены четыре опорных кольца. Отрыв будет происходить до тех пор, пока расстояние между опорами не станет таким, что труба примет форму футляра в результате воздействия со стороны футляра и собственного веса трубопровода. После того, как в какой-то точке внутренний изгибающий момент в сечении трубопровода станет удовлетворять уравнению (1), кривизна трубы совпадёт с кривизной футляра. Начиная с этой точки все опоры, независимо от шага их расстановки, будут соприкасаться с футляром.

В результате того, что промежуточные опоры не соприкасаются с футляром, нагрузка на крайние опоры увеличивается. Следовательно, в отличие от прямолинейного футляра, где шаг установки опорных колец принимается по техническим условиям изготовителя, при протаскивании трубопровода в криволинейном футляре необходимо знать действительную несущую способность опор, поскольку нагрузка на них при протаскивании в криволинейном футляре значительно увеличивается, а в технических условиях изготовителя данная информация, как правило, отсутствует.

Необходимо также проводить дополнительные расчёты для определения величины действующих на опоры усилий в процессе протаскивания.

При переходе трубопровода из прямолинейной части футляра в криволинейную часть, первая опора движется по нижней образующей футляра, а несколько последующих опор отрываются от футляра в том случае, когда шаг их расстановки меньше определённой величины.

Очевидно, что число опор, не соприкасающихся с футляром, будет зависеть от следующих параметров:

– шага расстановки опор: чем чаще они установлены, тем большее их число будет поднято над футляром;

– изгибной жёсткости трубопровода (EI): чем труба жёстче на изгиб, тем дольше она будет оставаться «прямой» и большее число опор не будет соприкасаться с футляром;

– радиуса ρ упругого изгиба футляра: чем радиус меньше, тем круче «задирается» начало трубы, и большее число опор отрывается.

Нагружение трубопровода при его прохождении в криволинейной части имеет отличие от простого поднятия трубы, описанного выше. При поднятии трубы сила направлена вертикально вверх, а при прохождении трубы по криволинейному участку реакция футляра будет направлена по радиусу. Реакция N от воздействия футляра может быть разложена на вертикальную $V = N \cdot \cos\varphi$ и горизонтальную $T = N \cdot \sin\varphi$ составляющие. Момент от вертикальной составляющей будет уравновешен моментом от веса трубы. Горизонтальная составляющая T даёт изгибающий момент на плече h_1. Этот момент заставляет трубу принимать форму футляра.

Определим минимальный шаг расстановки опор, при котором все опоры соприкасаются с футляром при протаскивании

$$M = Th_1 = q_{тр}\rho\sin\varphi\frac{\sin\varphi}{\cos\varphi}\rho(1-\cos\varphi), \qquad (10)$$

где

$$T = V\operatorname{tg}\varphi = q_{тр}\,\rho\sin\varphi\,\frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} -$$

горизонтальная составляющая реакции от воздействия футляра N; V – вертикальная составляющая реакции от воздействия футляра N; $q_{тр}$ – удельный вес трубы; $\rho \cdot \sin\varphi$ – проекция длины трубопровода в криволинейной части при его протаскивании на угол φ; $h_1 = \rho(1 - \cos\varphi)$ – высота, на которую поднимется первая опора трубопровода при его протаскивании на угол φ в криволинейную часть.

Подставив значение момента в уравнение (1), получим:

$$\frac{1}{\rho} = \frac{q_{тр}\rho\sin\varphi\frac{\sin\varphi}{\cos\varphi}\rho(1-\cos\varphi)}{EI}, \qquad (11)$$

$$\frac{\sin^2\varphi - \sin^2\varphi\cdot\cos\varphi}{\cos\varphi} = \frac{EI}{q_{тр}\rho^3}.$$

С учётом того, что $\sin^2\varphi = 1 - \cos^2\varphi$, получаем

$$1 - \cos^2\varphi - \cos\varphi + \cos^3\varphi - \frac{EI}{q_{тр}\rho^3}\cos\varphi = 0.$$

Имеем кубическое уравнение

$$x^3 - x^2 - \left(1 + \frac{EI}{q_{тр}\cdot\rho^3}\right)x + 1 = 0. \qquad (12)$$

Согласно теории, данное уравнение должно иметь хотя бы один действительный корень.

При решении уравнения находим значение cos φ, затем угол φ и, наконец, расстояние между опорами, при котором все опоры будут находиться в соприкосновении с футляром.

Таким образом, при протягивании трубы в криволинейную часть на угол φ, полученный из уравнения (12), изгибающий момент в трубопроводе от воздействия футляра достигает величины, при которой кривизна трубопровода становится равной кривизне футляра. Шаг расстановки опор будет равен половине расстояния от точки перехода прямой части футляра в кривую до первой опоры трубопровода при протягивании трубы в криволинейную часть на угол φ. При такой расстановке опоры всегда будут находиться в контакте с футляром, т.е. всегда будут работать.

Выше был рассмотрен случай продвижения трубопровода из прямолинейной части футляра в криволинейную. Определим, в чем отличие продвижения из криволинейной части в прямолинейную.

Когда труба выходит из криволинейной части в прямую часть футляра, она изогнута моментом M, соответствующим кривизне футляра. Этот момент «задирает» конец трубы вверх. Поэтому при этом переходе будет происходить отрыв первой и нескольких последующих опор от футляра. Опоры будут оторваны до тех пор, пока момент от веса не станет равным моменту M.

Мы рассмотрели, что происходит в нижней части трубопровода при его продвижении из прямолинейной части футляра в криволинейную часть. Но «отрываясь» от нижней образующей футляра трубопровод приближается к верхней части футляра. Какие условия нужно соблюдать, чтобы верхняя образующая трубопровода не коснулась верхней части футляра?

После определения расстояния между опорами, при котором они не будут отрываться от футляра, можно определить минимальный зазор между верхом трубопровода и верхней образующей футляра h_2. Минимальный зазор будет находиться в центре пролета между этими опорами, т. е. если шаг расстановки опор будет равен половине расстояния от точки перехода прямой части футляра в кривую до первой опоры трубопровода при протягивании трубы в криволинейную часть на угол φ, то минимальный зазор h_2 будет наблюдаться при $^1/_4$ φ и $^3/_4$ φ, соответственно. Таким образом, h_2 для $^3/_4$ φ можно определить по формуле

$$h_2 = D_ф - D_т - \cos\frac{3\varphi}{4}\left(z - R_ф\left(1 - \cos\frac{3\varphi}{4}\right)\right), \qquad (13)$$

где $D_ф$ – диаметр футляра, м; $D_т$ – диаметр рабочего трубопровода, м; z – вертикальное перемещение i-й точки на нижней образующей рабочего трубопровода, определяемое в программном комплексе; $R_ф$ – радиус футляра, м.

Если $h_2 \le 0$, нужно увеличивать диаметр футляра.

В начале протаскивания трубопровода в криволинейную часть, когда момент трубы от воздействия футляра не достиг величины, соответствующей его кривизне, возможно касание футляра верхом трубы. Для того чтобы этого не произошло, необходимо выбирать диаметр футляра в соответствии с выражением (13).

Для проверки всех высказанных выше предположений была рассмотрена конкретная задача протаскивания газопровода Ду 1020 в защитный футляр Ду 1220.

В качестве расчетной схемы для определения усилий в опорах газопровода Ду 1020 при его протаскивании в защитный футляр Ду 1220 была принята прямолинейная многопролетная балка на шарнирных опорах.

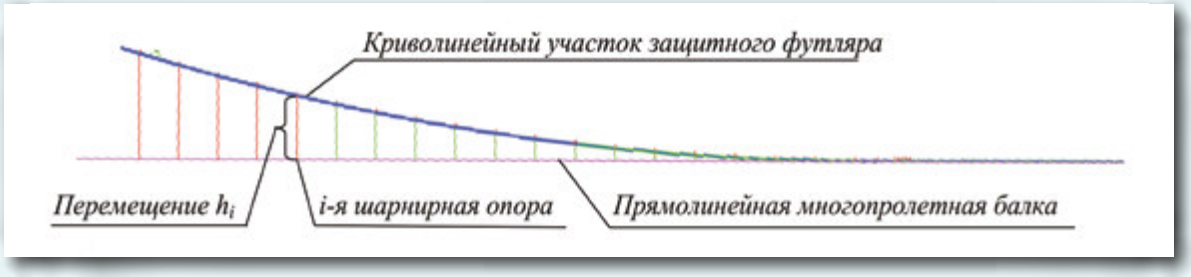

Рис. 5. Перемещения в опорах прямолинейной многопролётной балки, в результате которых она приобретает форму криволинейного футляра

Рис. 6. Прогиб балки при шаге опор 2 м и перемещения на h_1 = 1,4 мм в узле 108:
1 – трубопровод; *2* – футляр

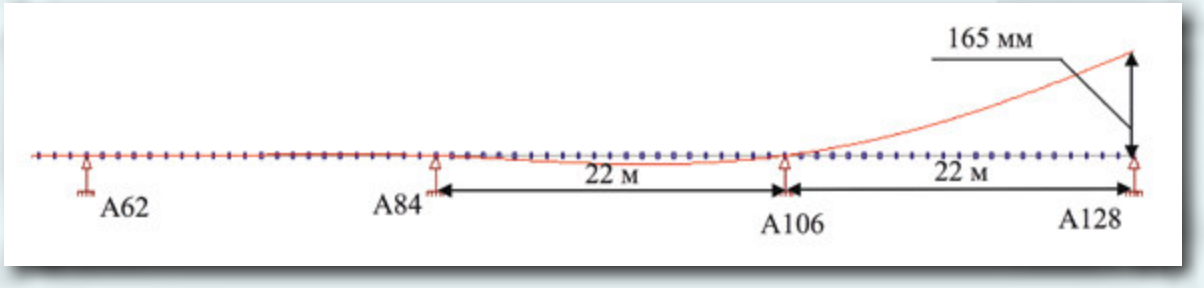

Рис. 7. Прогиб балки при шаге опор 22 м и задании перемещения в концевой точке на 165 мм

Задача определения усилий в опорах на криволинейных участках решалась методом перемещений. Предполагалось, что в опорах прямолинейной многопролётной балки задаются перемещения, в результате которых она приобретает форму криволинейного футляра

В каждой *i*-й опоре задавалось перемещение h_i, на которое газопровод отклоняется от прямой, принимая форму защитного футляра (рис. 5). Затем определялись усилия, возникающие при этом в каждой опоре.

Расчет выполнялся с использованием сертифицированного программного комплекса.

Сначала была проведена серия расчётов по определению шага опор на трубопроводе, при котором все опоры находились бы в соприкосновении с футляром, т.е. не было бы опор, висящих в воздухе.

Проведенный в программном комплексе расчёт многопролетной балки с опорами, установленными через 2 м, показал, что при протаскивании трубопровода на 2 м в криволинейную часть кожуха (это соответствует вертикальному перемещению первой опоры на величину h_1 = 1,4 мм) происходит отрыв следующих опор от кожуха и они не участвуют в работе.

На рис. 6 приведен прогиб газопровода при его протаскивании на 2 м внутрь криволинейной части кожуха. Узел А106 находится в точке перехода кожуха от прямолинейной к криволинейной части. Узел А108 на 2 м протянут в криволинейную часть футляра радиусом 1464,61 м и поднимается на 1,4 мм. Балка остается прямолинейной до узла А99, а опоры А100 – А106 отрываются от защитного кожуха.

Аналогичная ситуация наблюдается при шаге опор от 4 до 20 м.

Расчёты показывают, что только при шаге опор 22 м все опоры участвуют в работе.

На рис. 7 приведен прогиб газопровода при его протаскивании на 22 м внутрь криволинейной части кожуха. Узел А106 находится в точке перехода кожуха от прямолинейной к криволинейной части. Узел А128 протянут на 22 м в криволинейную часть футляра радиусом 1464,61 м и поднимается от прямой на 165 мм. Узел А106 не отрывается от защитного кожуха.

После определения шага расстановки опор были проведены расчёты по определению усилий на опоры, исходя из расстановки опор на газопроводе с шагом 22 м. Были проведены расчёты для случаев, когда труба продвинулась по криволинейной части защитного кожуха на 22, 44, 66 м и т. д. до достижения первой опорой прямолинейного участка с углом наклона 9°.

Из полученных нагрузок на опоры видно, что максимальное достигаемое в процессе протаскивания усилие равно N = 179673 Н.

Учитывая, что удельный вес трубопровода составлял 5269 Н/м, нагрузка на опоры, от собственного веса равна 22×5269=115918 Н.

Таким образом, из-за того, что помимо собственного веса трубопровода на него при протаскивании действует криволинейный футляр, заставляющий трубопровод принять криволинейную форму, нагрузка на опоры увеличивается в 1,55 раза. Для определения, как будет себя вести трубопровод в процессе протаскивания через криволинейный футляр при расстановке опорно-направляющих колец с шагом, рекомендованным ТУ для протаскивания в прямолинейном футляре, были проведены расчеты трубопровода с расстановкой опор через 2 м. Для получения нагрузок на опоры был проведен расчёт последовательных положений трубопровода через каждые 2 м, при протаскивании от начальной до конечной точки футляра.

Результаты расчётов подтвердили высказанные ранее предположения. В точках изменения кривизны происходят отрыв нескольких опор и увеличение нагрузок на крайние опоры. Отрыв опор происходит не только в криволинейной части футляра, но и в прямолинейной. На длине 22 м происходит касание футляра одной из промежуточных опор.

Из расчёта видно, что при переходе от криволинейной части к прямой происходит отрыв передней опоры от футляра. Расчёт показывает, что по сравнению с протаскиванием трубопровода в прямолинейном футляре, где нагрузка на все

кольца одинакова, при протаскивании в криволинейном футляре нагрузка на опоры существенно возрастает.

Необходимо также отметить, что тяговое усилие, приложенное к трубопроводу, направлено не строго параллельно футляру, а под неким малым углом к его оси. Соответственно его нормальная составляющая по отношению к оси футляра участвует в создании или компенсации изгибающего момента в зависимости от рассматриваемого участка. Влияние это незначительно в силу малости углов. Кроме того, в теории это влияние можно вообще устранить, если не затаскивать трубопровод в футляр, а заталкивать.

Выводы

При проектировании переходов трубопроводов в криволинейном футляре необходимо учитывать следующие рекомендации.

1. Определить шаг расстановки колец, при котором все опорно-направляющие кольца будут контактировать с футляром во время протаскивания.

2. Провести определение нагрузок на опорные кольца. При этом отдельно должны быть учтены нагрузки не только от трубопровода при протаскивании, но и нагрузки, возникающие при гидроиспытании трубопровода и его заполнении продуктом.

3. На основании этих нагрузок необходимо подобрать или разработать опорно-направляющие кольца. Расчеты показывают, что нагрузки на опорные кольца существенно превышают возможности серийно выпускаемых опорных колец.

4. Расчеты показывают, что требование [1] о том, что диаметр футляра должен быть больше диаметра трубопровода на 200 мм, в данном случае представляется недостаточным. Внутренний диаметр футляра, исключающий контакт трубопровода с верхней частью футляра, должен определяться, исходя из конструкции опорно-направляющих колец и выражения (13), и окончательно подбираться с определенным запасом на случай отклонения траектории футляра от проектной.

5. Несмотря на значительную протяженность футляра, имеет смысл рассмотреть опорные кольца со скользящими опорами. Они более компактны, чем роликовые, что позволяет минимизировать диаметр защитного футляра. Они способны воспринять более значительную нагрузку, чем роликовые опоры. Однако при использовании скользящих опор значительно увеличивается тяговое усилие протаскивания и возникает необходимость в антифрикционных мероприятиях. В том и другом случае необходимо проводить дополнительный расчет на сдвиг опорного кольца относительно рабочего трубопровода, понимая также, что усилие затяжки крепежных болтов опорных колец должно быть таким, чтобы не повредить опорными кольцами изоляцию трубопровода.

Невыполнение проектировщиками и строителями приведенных выше рекомендаций с высокой степенью вероятности может привести к разрушению опорных колец (рис. 8), и, как следствие, заклиниванию трубопровода в футляре и повреждению изоляции трубопровода.

Подводя итог, можно сказать, что такое техническое решение, как труба в криволинейном футляре, является весьма дорогостоящим, вызывает необходимость применения не серийных изделий и должно применяться в проектах только по результатам соответствующего технико-экономического обоснования. ■

Рис. 8. Разрушение опорных колец трубопровода при протаскивании его в криволинейный футляр вследствие их недостаточной несущей способности и недостаточного диаметра футляра

ЛИТЕРАТУРА

1. СП 36.13330.2012. (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85). «Магистральные трубопроводы». – М., 2013.

2. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы». – М.: ИРЦ «Газпром», 2008. – 150 с.

3. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80. – М., 2014.

4. СТН 51-4-92 «Строительство подводных переходов трубопроводов бестраншейным способом». – М., 1993.

5. Ведомственные нормы ОАО «Газпром». «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения». – М.: ИРЦ «Газпром», 1998. – 84 с.

6. СТО Газпром 2-2.1-459-2010 «Нормы проектирования переходов трубопроводов через водные преграды, в том числе в условиях Крайнего Севера». – М., 2010. – 114 с.