

компании и др. Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне на морских месторождениях Азии, являются:

1. Обеспечение достойной альтернативы традиционным методам бурения на морских месторождениях.
2. Сокращение времени бурения, экономия на времени работы буровой установки.
3. Безопасное и эффективное перекрытие верхних интервалов.
4. Предотвращение поступления в скважину пластовых вод.
5. Бурение на обсадных трубах нескольких скважин до проектной глубины с морской буровой платформы, с целью быстрого и безаварийного проведения работ.

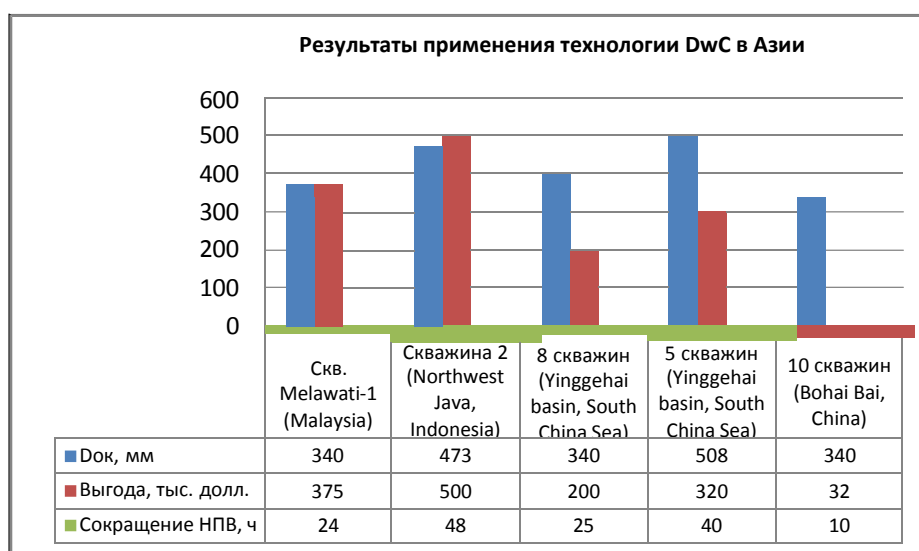


Рис.4 Результаты применения технологии DwC в Азии

В большинстве случаев, бурение на обсадной колонне обладает следующими преимуществами:

1. Стабильное достижение проектной глубины при бурении на обсадной колонне.
2. Быстрое и безаварийное бурение интервалов, имеющих зоны с различными осложнениями.
3. Высокая механическая скорость бурения.
4. Безопасное и эффективное перекрытие верхних интервалов.
5. Значительное сокращение непроизводительного времени.
6. Значительная экономия средств заказчика.

Анализ практических результатов применения технологии бурения на обсадной колонне в различных горно-геологических условиях наглядно показывает ее эффективность и целесообразность, что указывает на большой потенциал для дальнейшего развития данной технологии, и ее повсеместного использования в будущем.

Литература

1. Андреев Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород // Наука и техника в газовой промышленности. – М: Газпром Экспо, 2010. – № 4. – С. 6 – 11.
2. Михайличенко А.В. Инновационная технология Tesco – бурение на обсадной колонне Casing Drilling // Нефть. Газ. Новации. – Краснодар, 2011. – № 12. – С. 34 – 40.
3. <http://www.tescocorp.com>.
4. <http://www.weatherford.com>.

АНАЛИЗ ОПЫТА РАБОТЫ ПО СПУСКУ И УСТАНОВКЕ ХВОСТОВИКА НА СКВАЖИНЕ №520 СНЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С. Е. Шороховецкий

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Непрерывно растущий спрос на углеводородное сырье вкупе с постепенным истощением эксплуатируемых объектов, а также трудоемкость разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и нефтепродуктов, подталкивают буровые и нефтесервисные компании к поиску инновационных решений и разработке новых систем и оборудования.

Одним из примеров таких решений является «система заканчивания скважин, подразумевающая многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) с селективным разделением пластов в открытом стволе ZoneSelect» компании Weatherford, которая была применена на скважине №520 Снежного нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Целесообразность применения технологий МГРП подтверждается анализом зависимости показателей по добыче пластовых флюидов от количества проводимых стадий гидроразрыва (рисунок 1).

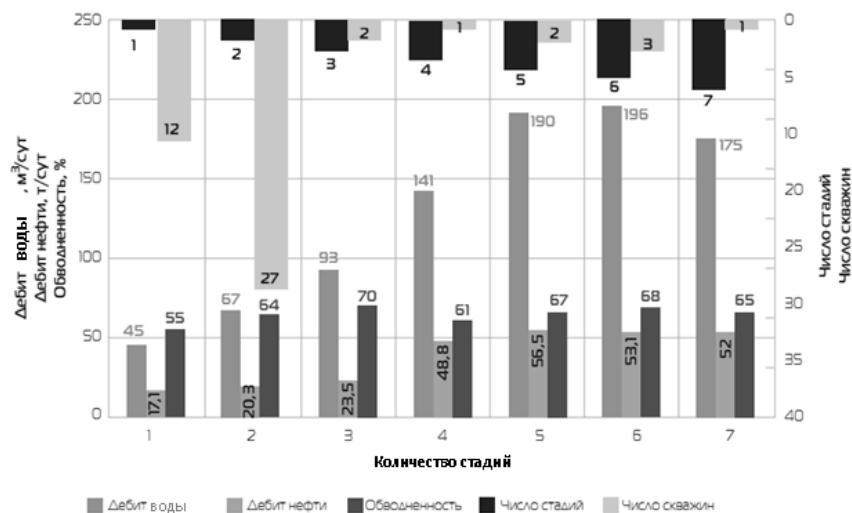


Рис. 1 Зависимость показателей по добыче пластовых флюидов от количества стадий гидроразрыва пласта

Бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием №520 на Снежном НГКМ началось 23 августа 2014 года. Проектным горизонтом является пласт Ю1 Баженовской свиты и пласт Ю1/3 Васюганской свиты, запасы жидких углеводородов которых считаются очень большими, но трудноизвлекаемыми. Верхнюю часть проектного горизонта составляет надугольная толща, что определяет профиль и конструкцию скважины (таблица 1).

Конструкция скважины №520 Снежного НГКМ

Таблица 1

№	Тип колонны	Интервалы установки, м		Интервал цементирования, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота для бурения интервала, мм
		по вертикали	по стволу			
1	Направление	54,21	54,21	0 – 54,21	323,9	393,7
2	Кондуктор	1000,28	1000,28	0 – 1000,28	244,5	295,3
3	Эксплуатационная колонна	2420	2654,81	850 – 2654,81	177,8	220,7
4	Хвостовик	2427	4127,7	–	114,3	152,4

Фактическая глубина скважины по стволу совпадает с проектной и составляет 4137,5 м, в том числе горизонтальный участок протяженностью 1487 м. Смещение забоя скважины от вертикали (устья) составило 1830 м.

На данный момент наработан большой опыт бурения скважин с протяженным горизонтальным окончанием в северных и северо-восточных регионах России, но для Томской области этот пример является первым и по-своему рекордным. Бурение под интервал эксплуатационной колонны и хвостовик осуществлялось с применением роторно-управляемой системы и телесистем MWD и LWD с гидравлическим каналом связи, что позволило оперативно реагировать на изменения геологического разреза. Было произведено 22 корректировки траектории ствола скважины, в результате чего, скважина пробурена по наиболее продуктивной части пласта с радиусом круга допуска, равным 2 метра [1].

Для достижения максимального результата при испытании, освоении и дальнейшей разработке пробуренной скважины, разработана программа заканчивания скважины, которая предусматривает спуск в скважину нецементируемого хвостовика диаметром 114,3 мм с толщиной стенки 7,4 мм, выполненного из стали марки «Р», нефтеводонабухающих пакеров («FRAXSIS HYBRID», ZoneSelect, Weatherford) и муфт (циркуляционных клапанов «XLCN» с разным проходным диаметром, ZoneSelect, Weatherford) для проведения многостадийного гидроразрыва пласта. Для достижения наименьшего эксцентриситета хвостовика, в открытом

стволе, использовались жесткие спиральные центраторы «SpiraGlider» с пониженным коэффициентом трения. Низ хвостовика оснащается направляющим колонным башмаком, совмещенным с обратным клапаном и посадочной муфтой (BallSize 25,4 мм, ZoneSelect, Weatherford). Первой муфтой ГРП служит специальный циркуляционный клапан «ГОЕ ID» – 78,48 мм [2].

Стоит отметить важную конструктивную особенность циркуляционных клапанов. Каждая из пятнадцати муфт имеет свой проходной диаметр, что и позволяет провести до пятнадцати отдельных гидроразрывов пласта. Муфта активируется сбросом и посадкой шара определенного диаметра. Используются следующие диаметры шаров: 43,33 мм, 46,73 мм, 50,36 мм, 54,25 мм, 58,36 мм, 62,79 мм, 65,1 мм, 67,48 мм, 69,95 мм, 72,52 мм, 75,13 мм, 77,85 мм, 80,67 мм, 83,56 мм [2].

Использование нефтеводонабухающих пакеров, устанавливаемых между циркуляционными клапанами, дает возможность, провести множественный селективный гидроразрыв пласта с изолированным отбором проб пластового флюида и обеспечивает дополнительную центровку и герметичность затрубного пространства хвостовика в стволе скважины [3].

Принцип действия технологии МГРП заключается в следующем: в момент спуска хвостовик, оборудованный циркуляционными клапанами и заколонными пакерами, герметичен и не допускает сообщения внутрискважинного пространства с заколонным. В дальнейшем, после установки хвостовика и готовности скважины к МГРП, в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «садаясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии гидроразрыва сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины. Разобщение интервалов ГРП в заколонном пространстве обеспечивают нефтеводонабухающие пакеры. Время распаковки в нефти составляет от 7 до 14 дней. Для возобновления работы, с нижележащим по стволу скважины интервалом на насосно-компрессорных трубах (НКТ) спускается фрезер, и шар разбуривается вместе с посадочным седлом циркуляционного клапана [3].

Для транспортировки хвостовика в место его установки используются бурильные трубы ТБПВ 102 и ТБТ 102 общей длиной 2101,24 м и локатор для отстыковки от компоновки хвостовика. Стыковочный узел представляет собой цапгово-резьбовой механизм с возможностью отсоединения от подвески хвостовика как натяжением, так и отворотом бурильной (транспортировочной) колонны. Локатор, в отличие от простого разъединителя, дает возможность множественного его использования для присоединения и отсоединения от подвески хвостовика с использованием как бурильных труб, так и НКТ.

Подвеска хвостовика «BLACKCAT-HU» представляет собой устройство с гидравлическим пакером, герметизирующем кольцевое пространство, и гидромеханическим якорем для подвески устройства и обсадных труб в эксплуатационной колонне. Подвесное устройство имеет нижнюю присоединительную резьбу БТС и верхний присоединительный узел под цапгово-резьбовой механизм локатора [3].

В общей сложности компоновка хвостовика включает в себя 350 отдельных элементов, которые собираются в единое целое в процессе спуска потайной колонны. При сборке элементов ведется строгий контроль за моментом свинчивания резьбовых соединений (для резьбы БТС – 330-447 кгс*м).

Конструктивные и геометрические параметры элементов технологической оснастки хвостовика представлены в таблице 2.

В процессе сборки и спуска хвостовика осуществляется, долив в каждую обсадную трубу и в каждую свечу транспортировочной колонны, а также несколько технологических операций:

1. Промывка после сборки всей компоновки хвостовика, в объеме равном его внутреннему пространству (с целью заполнения внутреннего пространства и избегания образования воздушных пробок).
2. Промывка в башмаке эксплуатационной колонны, в объеме равном кольцевому пространству (с целью приведения в движение бурового раствора в кольцевом пространстве).
3. Промывка на забое, в объеме равном полуторакратному объему кольцевого пространства (с целью приведения в движение бурового раствора в кольцевом пространстве, восстановления и проверки циркуляции).

Все промывки производятся цементировочным агрегатом ЦА-320 с контролем объема раствора, закачиваемого в скважину и контролем давления. Подача в начале циркуляции составляет 2 л/с, максимальная подача при нормальном режиме промывки – 11 л/с, максимальный перепад давления – до 70 атм.

Общее время от начала сборки хвостовика до его спуска на проектную глубину составило около 45 часов. Сократить общее время, затраченное на работу по сборке и спуску хвостовика, можно путем привлечения дополнительных техники (автокрана) и персонала для сборки технологических узлов (труба-пакер, труба-муфта и др.) на стеллажах, параллельно проведению работ по спуску хвостовика в скважину.

В общем виде схема компоновки представлена на рисунке 2.

После спуска хвостовика на проектную глубину и проведения последней промывки осуществляется комплекс технологических операций по установке хвостовика и подготовке скважины к дальнейшим работам.

Технологические работы, проводимые для установки хвостовика в скважине (проводятся с использованием двух цементировочных агрегатов ЦА-320, обвязанных со стожком манифольда):

1. Закачка нефти в объеме 18 м³ (замещение бурового раствора в кольцевом пространстве открытого ствола скважины для активации заколонных нефтеводонабухающих пакеров).
2. Сброс шара диаметром 25,4 мм.

3. Продавка шара вязкой пачкой (ВУС) в объеме 1 м³ (для предотвращения всплывтия шара, УВ > 200 с).
4. Закачка нефти в объеме 9 м³ (для заполнения внутреннего пространства хвостовика и компенсации внутренних и наружных избыточных давлений, действующих на колонну).
5. Продавка буровым раствором в объеме 16 м³.
6. Фиксация давления «СТОП», равного 120 атм.
7. Активация узлов верхнего пакера подвески хвостовика (пакерный узел и якорный узел) поэтапным нагнетанием давления 150, 180, 210, 250, 280, 310 атм.
8. Отсоединение транспортировочной колонны от хвостовика отворотом вправо.

Таблица 2

Параметры элементов компоновки транспортировочной колонны и хвостовика

№	Элемент технологической оснастки	Описание	Длина, м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Тип присоединительной резьбы
1	ТБПВ	Транспортировочная колонна	1611,2	101,6	84,84	Замковая
2	ТБТ		490,04	101,6	57,2	Замковая
3	Локатор	Отсоединение транспортировочной колонны от подвески хвостовика	0,83	136,53	119,38	Замковая - цангово-резьбовое
4	Верхний пакер хвостовика	Пакер с якорной подвеской хвостовика «BLACKCAT-HU»	1,95	150,8	120,65	Цангово-резьбовое - БТС
5	Обсадные трубы	Ш114,3 x 7,4 «Р»	1922,32	114,3	99,5	БТС
6	Пакер	Нефтеводонабухающий пакер «FRAXSIS HYBRID»	2,7	143,8	100,1	БТС
7	Муфта ГРП	ЦК «XLCN» с разным проходным диаметром	1,3	139,4	99,57	БТС
8	Циркуляционный клапан	«TOE ID» – 78,48 для проведения 1 ступени ГРП	1,34	139,4	78,48	БТС
9	Посадочная муфта	BallSize 25,4 мм. Для посадки шарика и герметизации трубного пространства	0,36	121,0	22,2	БТС
10	Башмак с обратным клапаном	Компоновка для направления хвостовика в стволе скважины и предотвращения заполнения трубного пространства буровым раствором извне	0,46	133	-	БТС

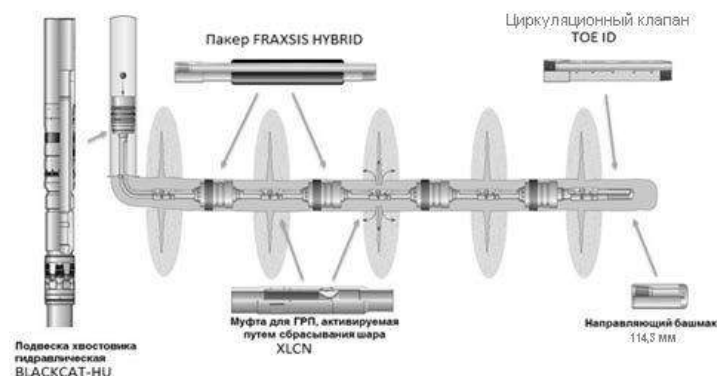


Рис.2 Схема компоновки нецементируемого хвостовика

Заключительные работы по подготовке скважины к передаче для дальнейших работ бригаде КРС, к числу которых относятся:

1. Замена бурового раствора в скважине на солевой раствор КС1.
2. Подъем и разборка транспортировочной колонны.

Для достижения максимального результата и высокого качества работы в кратчайшие сроки необходимы соблюдение регламента на заключительные работы, следование плану работ и правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, слаженная работа буровой бригады и инженерных служб. Суммарное время, затраченное на данный цикл заключительных работ, составило более двух суток. Все работы проводились в холодное время года в местности, приравненной к районам Крайнего севера.

Результатами работы являются получение первого опыта проведения селективного МГРП на скважине Томской области, достижение высокого дебита нефти из Баженовской и Васюганской свиты, а также значительная экономия средств заказчика на проведение дополнительных работ в скважине.

Данный опыт работы позволил успешно применить технологию МГРП еще на трех скважинах Томской области с протяженностью горизонтального участка от 1000 до 1500 м.

Литература

1. Бочаров Ю.В. «Томскбурнефтегаз»: сланцевая революция в Западной Сибири//Бурение&Нефть. – Томск, 2015. – № 05.
2. Проектная документация «Эксплуатационные наклонно-направленные скважины с горизонтальным окончанием на Снежном НГКМ. Проектный горизонт Ю1 1–3», Раздел 5 часть 1 «Технологические решения 9-2014НИ(Э) – ИОС».
3. <http://www.weatherford.com>.

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ОПЫТНЫХ РАБОТ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА РАБОТЫ БУРОВЫХ КОМПОНОВОК СО СМЕЩЕННЫМ ЦЕНТРОМ МАСС ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ

В. А. Штукерт

Научные руководители, профессор В. В. Нескоромных, старший преподаватель П. Г. Петенев
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Современная технология алмазного бурения геологоразведочных скважин в твердых породах предусматривает использование статически сбалансированных бурильных колонн с уменьшенными радиальными зазорами. Особенно ярко эти свойства технологии бурения проявляются, при применении систем со съемным керноприемником (ССК) в зарубежном исполнении. ССК зарубежных компаний, таких как *Atlas Copco* и *Boart Longyear*, отличаются высоким качеством изготовления бурильных и колонковых труб и высоким уровнем соосности резьбовых соединений, что позволяет характеризовать данные бурильные трубы и колонны из них, как высоко статически сбалансированные системы. Статическая сбалансированность колонн позволяет реализовать высокопроизводительное алмазное бурение на форсированных режимах, но зачастую лишь при проходке скважин в относительно благоприятных горно-геологических условиях. При сложном геологическом разрезе, в котором может происходить непредвиденное расширение ствола скважины, кавернообразование, искривление скважины в анизотропных и перемежающихся по твердости горных породах, при наклонном положении ствола скважины, эффективность применения высоко сбалансированных бурильных колонн может быть недостаточной, поскольку любые статически сбалансированные колонны оказываются динамически несбалансированными из-за высокой степени деформации под действием осевых и центробежных сил, что обеспечивает появление сил трения, и характер движения колонны становится вибрационным. Подобный режим работы колонны приводит к снижению эффективности производительности бурения. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны, растут затраты мощности на бурение, становится недостаточным выход керна, возрастает кривизна и снижается технологическая надежность регулирования направления и искривленности стволов скважин.

С целью повышения эффективности бурения в сложных горно-геологических условиях была разработана колонна бурильных труб, в составе которой использованы трубы со смещенным центром тяжести поперечного сечения (КСМ). Данная колонна позволяет получить стабилизацию направления скважины, повысить ресурс бурового инструмента и механическую скорость бурения, передавая деформированной колонне стабильный вид вращения без вибрации и качения по стенке скважины.

Для изучения особенностей механизма работы опытной колонны было произведено экспериментальное бурение.

Производственные испытания включали определение места контакта боковой поверхности трубы со стенкой скважины, а так же сопоставление точек износа с длинами полуволен изгиба буровой