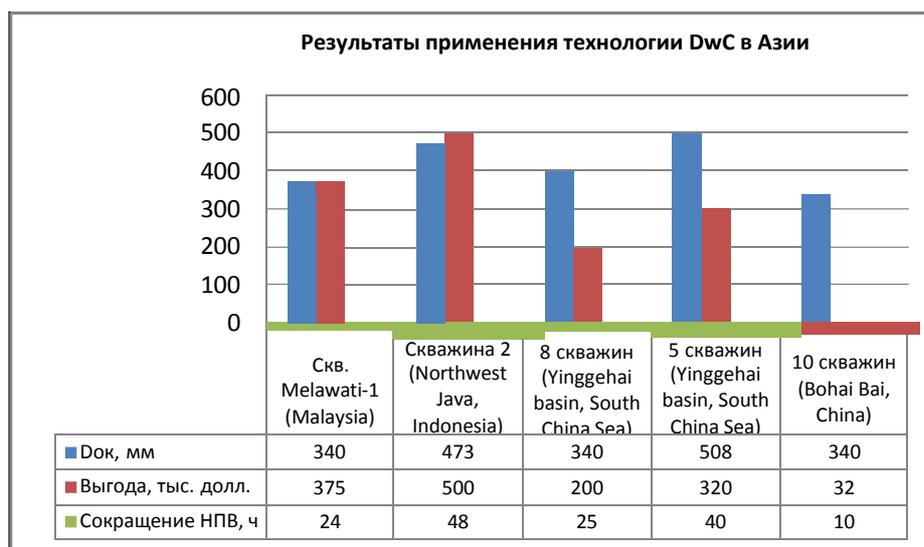


компании и др. Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне на морских месторождениях Азии, являются:

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).

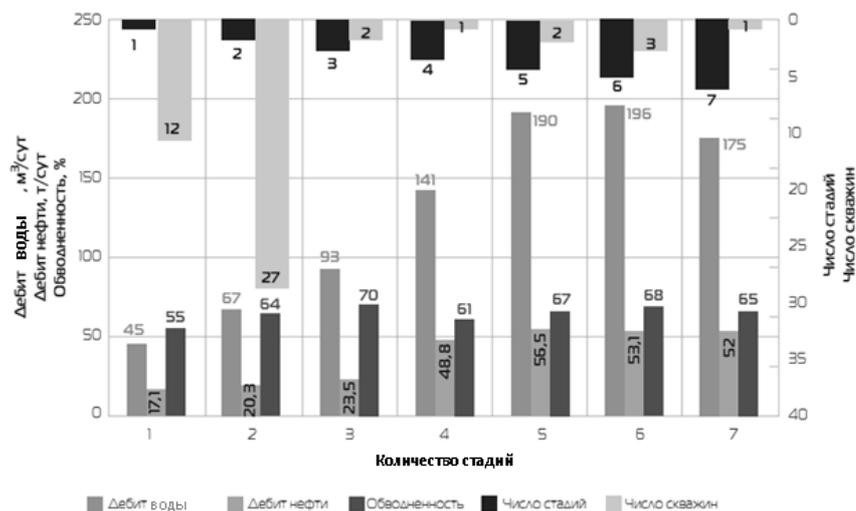


Рис. 1 Зависимость показателей по добыче пластовых флюидов от количества стадий гидроразрыва пласта

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 разбивается 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 м<sup>3</sup> (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 м<sup>3</sup> (для предотвращения всплывтия шара, УВ > 200 с).
4. Закачка нефти в объеме 9 м<sup>3</sup> (для заполнения внутреннего пространства хвостовика и компенсации внутренних и наружных избыточных давлений, действующих на колонну).
5. Продавка буровым раствором в объеме 16 м<sup>3</sup>.
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

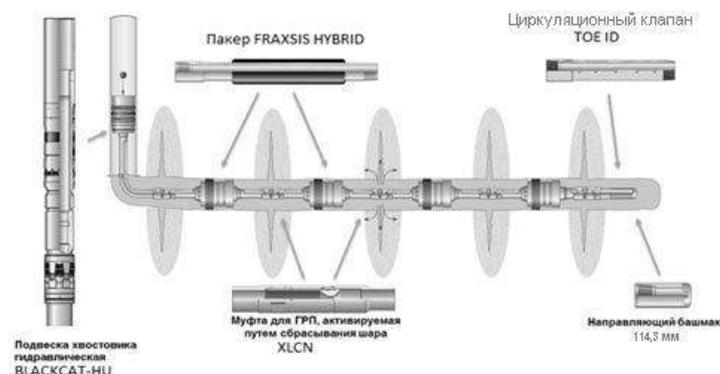


Рис.2 Схема компоновки нецементируемого хвостовика

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