

Поскольку боковые резцы, внедрившиеся в породу и образующие алмазосодержащий штабик, расположены с наклоном, часть силы сопротивления трансформируется в горизонтальную боковую силу P_r , величина которой с учетом угла наклона γ определяется как:

$$P_r = \frac{n_b \cdot (P_{ос} - P_{откл} \cdot \mu) \cdot (1 - tg\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_r + n_b)} \quad (8)$$

С целью устранения угла отклонения плоскости набора кривизны φ (рис. 1), а, следовательно, и повышения точности процесса искривления скважин, необходимо обеспечить такую величину угла наклона алмазосодержащих штабиков γ , чтобы величина горизонтальной боковой силы полностью компенсировала величину дезориентирующего усилия:

$$P_p + P_{откл} \cdot \mu = \frac{n_b \cdot (P_{ос} - P_{откл} \cdot \mu) \cdot (1 - tg\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_r + n_b)} \quad (9)$$

откуда величина угла наклона алмазосодержащего штабика γ определяется как:

$$\gamma = \frac{1}{2} \arcsin \frac{2(n_r + n_b) \cdot (P_p + P_{откл} \cdot \mu)}{n_b \cdot (P_{ос} - P_{откл} \cdot \mu) \cdot (1 - tg\varphi)} \quad (10)$$

Применение предложенного алмазного бурового долота позволит повысить точность искривления скважин отклонителями фрезерующего типа (push the bit) с использованием алмазных буровых долот за счет компенсации дезориентирующего усилия, возникающего за счет прижатия бокового вооружения алмазного долота к стенке скважины.

Литература

1. Алмазное буровое долото: пат. 198234 Рос. Федерация. № 2020105794/ Нескоромных В.В., Головченко А.Е., Лысаков Д. В; заяв. 06.02.2020; опубл. 06.02.2020, Бюл №18.
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин: учебник/ Красноярск: Сиб. Федер ун-т, 2020, 410 с.
3. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник/ М., Инфра-М, 2015 г., 346 с.
4. Нескоромных В.В. Отклонители для искусственного искривления геологоразведочных скважин. Обзор АОЗТ «Геоинформарк», М., 1995 г. – 95 с.
5. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. Москва: изд. Инфра-М, 2015 г.
6. Шраго Л.Г., Юдборовский И.М. Искривление скважины под действием постоянной по величине отклоняющей силы. – «Методика и техника разведки», Л., ОНТИ ВИТР, №48, 1964, с. 47–51.

СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И ПУТИ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Тихонов А.С.

Научный руководитель – доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сформировавшаяся на сегодняшний день нестабильная экономическая и политическая ситуация на мировых рынках нефти и газа заставляет добывающие компании снижать себестоимость единицы добытой нефти или газа. Одним из самых затратных этапов разработки месторождения является этап строительства скважин. Снижение стоимости строительства скважины возможно, как за счет повышения эффективности уже существующих технологических процессов и оптимизации расходования материально-технических ресурсов, так и за счет внедрения инновационных технологий.

На основании практического опыта и изученных литературных источников, можно выделить следующие основные проблемы в области проектирования конструкции скважин:

- большое количество интервалов бурения под обсадные колонны, что особенно актуально для сложных горно-геологических условий;
- высокая металлоёмкость конструкции скважины
- отсутствие экономической оценки при проектировании конструкции скважины
- устаревшая нормативно-техническая документация в сфере проектирования строительства скважин

Далее рассматриваются актуальные направления для решения выделенных проблем

Сокращение количества обсадных колонн

Намеченная тенденция к сокращению цикла строительства скважины и фактический рост механической скорости бурения по интервалам дали повод к рассмотрению возможности исключения «типовых решений» из конструкции скважины и оптимизации применяемых конструкций на месторождениях, строящихся по групповым рабочим проектам. Одним из таких «типовых решений» является использование направления в конструкции скважины.

В работах [1,2] представлены результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по строительству скважин без спуска направления при строительстве эксплуатационных скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Строительство эксплуатационных скважин без направления обеспечивает сокращение цикла строительства скважины на 12 часов, исключение затрат материально-технических ресурсов на спуск и крепление обсадных труб направления и как следствие - сокращение стоимости строительства скважины.

На месторождениях, в верхней части разреза которых присутствуют неустойчивые горные породы, склонные к осыпям и обвалам, исключение направления из конструкции скважины невозможно. Решением, направленное на исключение этапов бурения и крепления интервала под направление из цикла строительства скважины является использование «забивного направления». На этапе инженерной подготовки кустовой площадки осуществляется забивание обсадной трубы направления свабной установкой. Таким образом значительно снижаются затраты на оплату суточной ставки буровому подрядчику.

Одним из способов исключения этапов бурения и крепления интервала под направление для месторождений, в разрезе которых присутствуют ММП, является спуск и цементирование термоизолированного направления на этапе работ по осуществлению строительства кустового основания. Ввиду того, что глубина спуска термокейса обычно не превышает 30 м, то бурение до заданной глубины можно осуществлять с применением шнековой буровой установки типа УРБ, МБШ и др. Спуск труб термокейса осуществляется с применением автокрана. Ввиду того, что соединение труб термокейса фланцевое, отсутствует необходимость в применении дополнительного оборудования для осуществления свинчивания труб. Цементирование в данном случае осуществляется обратным способом с заливкой тампонажного раствора в затрубное пространство.

За счет установки термокейса на этапе обустройства кустового основания удаётся достигнуть снижения затрат на оплату работы буровой бригады по суточной ставке, исключить простой буровой установки на время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Кроме того, ввиду большого диаметра термокейса (минимальный наружный диаметр 630 мм), спуск с применением стационарной буровой установки вызывает ряд технологических трудностей, связанных с извлечением вкладышей стола ротора.

В работе [4] рассматривается вариант спуска комбинированного кондуктора с включением секции термоизолированных труб. В предлагаемой технологии осуществляется бурение интервала под кондуктор долотом 393,7 мм до проектной глубины. После осуществляют подъем компоновки бурильной колонны на 50 м над забоем и включают в состав колонны бурильных труб расширителя 393,7x584 мм и расширяют ствол скважины в интервале спуска теплоизолированных труб. По завершению операций по подготовке ствола скважины осуществляют спуск обсадной колонны 324 мм в интервале 50 – 460 м и термокейса 324x530 в интервале 0 – 50 м в составе кондуктора. Таким образом, удаётся достичь исключения операций, входящих в цикл строительства секции 660,4 мм (бурение, подъем и разборка КНБК, спуск и крепление термокейса) и снижения металлоёмкости конструкции скважины.

Применение потайных колонн в конструкции скважин

Стоит отметить, что сокращение количества обсадных колонн недопустимо в случае спуска колонны для перекрытия интервалов, несовместимых по условиям бурения. В данном случае одним из возможных вариантов снижения металлоёмкости конструкции скважины является спуск потайной колонны взамен сплошной.

В работе [5] рассматривается одно из возможных решений проблемы высокой металлоёмкости конструкции скважины на примере скважины Восточно-Уренгойского месторождения. Основными геологическими критериями выбора конструкции скважины на данном месторождении является наличие в разрезе продуктивных нефтяных и газовых пластов с аномально высоким давлением, интервалов, несовместимых по условиям бурения, а также наличие многолетнемерзлых пород.

Перегруженность конструкции скважины, вызванная сложными горно-геологическими условиями, приводит к высокой металлоёмкости скважины – 162,2 кг/м и как следствие суммарная масса всех обсадных колонн составляет 665,1 т. В работе предложена замена сплошной 177,8 мм обсадной колонны на потайную. При таком решении длина обсадной колонны диаметром 177,8 мм уменьшится с 3810 м до 490 м, в следствии чего происходит значительное снижение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т и, как следствие, уменьшается металлоёмкость конструкции скважины на 28,3 кг/м.

По результатам расчета, выполненного в программном комплексе Frost 3D на примере оптимизации конструкции Восточно-Уренгойского месторождения, рассмотренной ранее, были получены коэффициенты теплопередачи для применяемой конструкции – 0,867 Вт/м²К, а для оптимизированной – 0,620 Вт/м²К. Также был выполнен расчет радиусов растепления скважины, которые за 25 лет составили 17,8 и 16,3 м для конструкции со сплошной обсадной колонной 177,8 мм, и для конструкции с потайной колонной соответственно [5].

Решение похожей проблемы рассмотрено в работе [6]. В статье рассматривается конструкция параметрической скважины № 1 Предречицкой площади, в разрезе которой представлены интервалы осыпей и обвалов, поглощений бурового раствора, интервалы залегания солевых отложений, интервалы несовместимые по условиям бурения. Конструкция скважины включает в себя 6 обсадных колонн, в составе которых применяются обсадные трубы с высокой группой прочности и большой толщиной стенки. Для снижения металлоёмкости конструкции параметрической скважины была применена следующая конструкция: кондуктор диаметром 508,0 мм, 1-я техническая колонна диаметром 406,4 мм, 1-й хвостовик диаметром 323,9 мм, 2-я техническая колонна диаметром 244,5 мм, 2-й хвостовик диаметром 168,3 мм. Это позволяет значительно снизить металлоёмкость конструкции скважины за счет применения потайных колонн диаметром 323,9 мм и 168,3 мм.

В работе [7] рассмотрены решения по применению эксплуатационного хвостовика 177,8 мм на месторождениях Волго-Уральского региона. В результате удаётся достичь снижения протяженности эксплуатационной колонны на 1500 м и металлоёмкости скважины с 82,5 кг/м до 68,3 кг/м. Экономический эффект рассмотрен на примере месторождений АО «Оренбургнефть» и составляет 3,25 млн. руб.

Применение нескольких потайных колонн может быть вызвано не только геологическими условиями, но и технологическими. Так, в рамках реализации проекта Сахалин-1 также сталкиваются с проблемой высокой металлоёмкости скважины [8]. Если применение «нагруженной» конструкции при строительстве рассмотренных выше скважин обусловлено сложными горно-геологическими условиями, то применение технических колонн при строительстве скважин проекта Сахалин-1 обусловлено высокой протяженностью скважины по стволу. Типовая

конструкция скважины данного проекта включает в себя направление 710 мм, кондуктор 508 мм, техническую колонну 339,7 мм, эксплуатационная колонна (потайная) 244,5 мм и хвостовик 168,3 мм.

Проведение экономической оценки при выборе обсадных труб

На сегодняшний день нередко приходится сталкиваться с ошибочным подходом при проектировании обсадных труб, который основывается на выборе труб с минимальными прочностными характеристиками, обеспечивающими необходимый коэффициент запаса прочности (КЗП). В тоже время при таком подходе, чаще всего выбор идет в сторону обсадных труб с большей толщиной стенки, но с меньшей группой прочности.

Основа такого неверного подхода заложена в «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, 1997 г.» [9]. В п. 15.5 данной инструкции сказано «Для интервалов колонн, рассчитываемых на смятие, следует выбирать трубы наиболее низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки».

Важно отметить, что с совершенствованием технологии обработки металла и технологии выпуска трубной продукции, изготовление обсадных труб с увеличенной группой прочности стало более доступно, что позволило поставщикам снизить цену.

Так при действующих наружных избыточных давлениях, равных 30 МПа, проектировщик осуществляет выбор обсадных труб 177,8x10,4 «Д» с допустимыми критическими давлениями 31,7 МПа. В тоже время наиболее близко к данным значениям сминающих давлений расположены трубы 177,8x9,2 «Е», допустимое критическое давление для которых 32,8 МПа. В тоже время вес обсадных труб с толщиной стенки 9,2 мм составляет 38,7 кг/м, а для труб с толщиной стенки 10,4 мм – 43,2 кг/м. При глубине спуска в 3000 м суммарная масса обсадной колонны составит 116,1 т и 129,6 т для труб с толщиной стенки 9,2 и 10,4 мм соответственно. Превышение в весе варианта обсадных труб с толщиной стенки 10,4 мм над 9,2 мм составляет 11,6 % (13,5 т). В стоимостном выражении, при увеличении группы прочности с «Д» на «Е» стоимость обсадных труб увеличивается на не более чем 6-8 %.

Важно отметить, что при увеличении конечной металлоёмкости скважины, растут и логистические затраты на транспортировку обсадных труб до месторождения. Кроме того, уменьшение внутреннего диаметра ведет к усложнению спуска и работы эксплуатационного и ремонтного оборудования.

Таким образом, при подборе обсадных труб необходимо проводить оценку экономических затрат на приобретение того или иного варианта труб для спуска на проектную глубину.

Обсадные колонны с телескопической конструкцией

Одним из направлений оптимизации цикла строительства скважин является исключение обсадных колонн и объединение интервалов бурения. Специалистами ПАО «НК «Роснефть» предложена технология строительства горизонтальных скважин по двух колонной конструкции на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [10]. Типовая конструкция горизонтальной скважины на данных месторождениях включает в себя направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик. При строительстве скважин по двухколонной конструкции бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик осуществляется за одно долбление долотом диаметром 220,7 мм. Таким образом из цикла строительства скважины исключаются работы:

- шаблонировка и проработка ствола скважины;
- спуск и цементирование обсадной колонны 177,8 мм;
- геофизические исследования;
- спуско-подъёмные операции для смены компоновки низа буровой колонны (КНБК).

Необходимость спуска в горизонтальный ствол обсадных труб диаметром 140 мм обусловлена риском недоспуска обсадной колонны 178 мм. Благодаря меньшей жесткости обсадных труб 140 мм и увеличенному кольцевому зазору в горизонтальном стволе спуск эксплуатационной колонны за одну операцию в горизонтальный ствол становится возможен.

Опыт строительства скважин по двухколонной конструкции имеется и на объектах общества «Газпромнефть» с комбинированной эксплуатационной колонной 178x140 мм [11].

Специалисты компании ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на своих месторождениях при строительстве горизонтальных скважин по двухколонной конструкции отказались от комбинированной колонны и осуществляют спуск в горизонтальный ствол эксплуатационной колонны 146,1 мм [3]. Несмотря на то, что данная технология в большей степени позволяет достичь снижения металлоёмкости, она обладает существенным недостатком – низкая ремонтнопригодность методом резки бокового ствола ввиду малого внутреннего диаметра.

С развитием технологии строительства горизонтальных скважин произошло и значительное увеличение протяженности горизонтальных участков, что в свою очередь значительно увеличивает дебит скважины. Но кроме положительных эффектов есть и отрицательные, одним из которых является недоспуск хвостовика до проектного забоя. Данная проблема особо актуальна в слабосцементированных и неустойчивых коллекторах.

Решение данной проблемы рассмотрено в работах [13] на примере скважины Чайядинского месторождения. Авторский коллектив предлагает спускать в горизонтальный ствол комбинированную колонну, состоящую из труб разных диаметров – 114 мм, 127 мм и 146 мм. В работе рассматривается методика расчета протяженности каждой из секции на основе сохранения притока газа к скважине.

Характерной особенностью работы горизонтального ствола является наличие переменного по его длине притока газа из пласта. Накапливающийся по всей протяженности ствола в продуктивном пласте флюид приводит к возможности применять разные диаметры колонны: меньшие диаметры на конечном забое и ступенчатое их увеличение по мере накопления флюида.

Предложенная конструкция (таблица 1) позволяет достичь снижение веса эксплуатационной колонны, снижение сил трения при спуске обсадной колонны в открытом стволе скважины, снижение гидродинамических давлений на продуктивные пласты (эффект свабирования) при спуске обсадной колонны, снижение гидравлических потерь давления по горизонтальному стволу скважины, спуск эксплуатационной колонны до проектного забоя. Одним

из немаловажных факторов является увеличение веса обсадной колонны на вертикальном участке и участке с небольшим углом за счет применения обсадных труб большего диаметра.

Таблица 1

Конструкция телескопической эксплуатационной колонны

| Эксплуатационная колонна | Диаметр, мм | Длина по стволу, м |
|------------------------------------|-------------|-----------------------|
| Первый участок (от забоя скважины) | 114 | 1350 |
| Второй участок | 127 | 250 (от 1300 до 1600) |
| Третий участок | 146 | 400 (от 1600 до 2000) |

При прочих равных условиях допустимая скорость спуска для телескопической обсадной колонны составляет 1,34 м/с, а для одноразмерной – 1 м/с. Это свидетельствует о снижении гидродинамических давлений при спуске телескопической колонны в скважину [13].

В работе рассмотрены решения направленные на снижение стоимости строительства скважины путем оптимизации её конструкции, что в свою очередь подтверждает актуальность направления по оптимальному выбору конструкции скважины.

Литература

1. Тихонов А.С., Барышев Д.Н., Пономаренко Р.П., Волторнист В.А. Разработка мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз»//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2019. – № 11. – С. 23 – 26.
2. Тихонов А.С. Анализ мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз»//Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. 2020. С. 426-428.
3. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Бабушкин Э.В., Ковалев В.Н., Шурупов А.М., Фатихов В.В., Терегулов О.Ф. Совершенствование технологиестроительства горизонтальных скважин//Нефтепромысловое дело. 2020. № 1 (613). С. 55-59.
4. Колесник А.С., Бастриков С.Н. Оптимизация конструкции скважин на месторождениях крайнего севера//Интернаука. 2021. № 2-2 (178). С. 13-15.
5. Тихонов А.С., Ковалев А.В. Оптимизация конструкции скважины путем применения потайных колонн//Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. 2020. С. 429-431.
6. Воробьев Д.В., Гузов Д.С., Кравченко С.А., Порошин Д.В., Щелков А.М., Бессель В.В., Пузырев А.Н., Дудка А.В. Крепление глубокой параметрической скважины № 1 Предречицкой площади в осложненных горно-геологических условиях//Бурение и нефть. – Москва, 2016. – № 8. – С. 26 – 29.
7. Ляпин И.Н. Применение эксплуатационного хвостовика с целью оптимизации затрат на строительство скважин//Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли. Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции. 2020. С. 32-37.
8. О проекте “Сахалин-1” [Электронный ресурс]. - <https://www.sakhalin-1.com/ru-RU> (Дата обращения 21.02.2020).
9. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, 1997 г.
10. Гиниатуллин Р.Р., Киреев В.В., Галимуллин Р.Р., Бравкова Н.Г. Двухколонная конструкция горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 34-39.
11. Колесник А.С. Двухколонные скважины «Новопортовского»// Студенческий вестник. 2021. № 2-6 (147). С. 21-22.
12. Юдин А.В. Оптимизация конструкции телескопической эксплуатационной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 11. С. 27-29.
13. Панаев С.Ю. Сравнение режимов спуска одноразмерной и телескопической обсадной колонн//Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. Т. 12. № 9. С. 73-78.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Ханахмедов Н.Б.

Научный руководитель – старший преподаватель В.Ю. Молоков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Автоматические электроприводы являются основными потребителями электроэнергии. В промышленно развитых странах более 60% электроэнергии преобразуется в механическую электроэнергию с помощью электропривода С давних времен люди пытались заменить тяжелый ручной труд, являющийся источником механической энергии. В современных приводах в качестве источника механической энергии используются различные двигатели. Решение всех без исключения технологических процессов строительства скважин обеспечивается системами электропривода.

Процесс строительства скважины требует бесперебойной работы буровых установок, в частности двигателей и насосов. Интерес представляют бурение скважин на электроприводе, последовательность пуска всех машин и механизмов, а также компоновка электрооборудования постоянного и переменного тока [1-6]. Таким образом, разработка и модернизация электроприводов способствуют повышению производительности и эффективности производства. Зная свойства и функции привода, инженер-электрик может убедиться, что привод используется эффективно.