9. Требования к производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин

9.1 Техническое состояние пробуренных скважин

Сочетание высоких эксплуатационных нагрузок и воздействие агрессивных пластовых, сточных вод привело к серьёзной проблеме сохранения долговечности обсадных колонн. От состояния колонны и заколонного пространства непосредственно зависят вопросы охраны недр и окружающей среды от загрязнения.

Эксплуатационная колонна является основным элементом конструкции скважин.

Конструкция пробуренных скважин Матросовского нефтяного месторождения состоит из направления, кондуктора, эксплуатационной колонны.

В целях перекрытия верхних неустойчивых пород, для предотвращения размыва устья скважины, а также для разделения питьевых вод спускается направление, которое цементируется до устья качественным портландцементом тампонажным.

Для предотвращения осложнений и аварий в скважине, при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну, спускается кондуктор. Непроницаемые разделы между водоносными пластами за кондуктором подлежат цементированию. На всех скважинах цемент за кондуктором должен быть поднят до устья.

Эксплуатационная колонна является основным элементом конструкции скважины и предназначена для перекрытия продуктивного горизонта и разобщения вышерасположенных пород разреза, а также для обеспечения транспортирования скважинных и закачиваемых жидкостей.

В таблице 9.1 отражена информация о проведенных на доманиковом объекте работах.

Природоохранные мероприятия, в первую очередь, назначаются на скважинах, расположенных в санитарно-защитных зонах населенных пунктов и на нагнетательных скважинах. Анализ скважин показал, что конструкция скважин удовлетворяет условиям охраны окружающей среды по признаку подъема цемента.

9.2 Производство буровых работ

9.2.1 Особенности и проблемы строительства скважин

В рекомендуемом варианте 3 предусматривается бурение ГС и зарезка БГС на доманиковые отложения.

Характерными особенностями геологического разреза, определяющими сложность бурения скважин на данном объекте, являются:

а) Поглощение бурового растворанаблюдаются в отложениях пермской системы и серпуховского яруса. Ликвидация поглощений осуществляется намывом инертного наполнителя, цементными заливками. Перекрытие этих зон осуществляется спуском и цементированием: кондуктора диаметром 245 мм – для пермских отложений и эксплуатационной колонны диаметром 168 мм (146 мм)– для серпуховских отложений.

б) Обвалы слабосцементированных породожидаются в отложениях четвертичной системы и верхнепермских отложений. Для безаварийной проводки данных интервалов, в качестве промывочной жидкости, необходимо применить глинистый раствор плотностью 1160-1180 кг/м3. Перекрытие таких интервалов осуществляется спуском 324 мм направления и 245 мм кондуктора.

в) Обвалы пород также характерны для тульско-бобриковских отложений, для безаварийного прохождения которых необходимо применить буровой раствор с пониженной фильтратоотдачей (4-6 см3/30 мин) и плотностью, обеспечивающей проводку интервала без осложнений и аварий.

г) Образования каверн возможны в отложениях верейского горизонта, для ликвидации которых, в случае необходимости, применяют цементные заливки.

9.2.2 Конструкции и крепление скважин

Учитывая характерные особенности геологического разреза, опыт строительства скважин с идентичными условиями проводки, рекомендуется следующая конструкция скважин:

Направление диаметром 324 мм служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения размыва устья, вывода бурового раствора в циркуляционную систему и предотвращения загрязнения окружающей среды. Цементируется направление до устья. Цементирование осуществляется до устья с портландцементом, соответствующим требованиям ГОСТ 1581-96, с добавкой хлористого кальция в количестве 3-5 % для ускорения сроков схватывания. Средняя глубина спуска направления по Западно-Галицкому месторождению составляет 49 м.

Кондуктор диаметром 245 ммпредусматривается с целью перекрытия зон поглощений, обвалов, изоляции пластов, содержащих пресные воды, а также для монтажа ПВО. Цементирование кондуктора осуществляется до устья. Согласно ПБ-08-624-03 допускается разрыв сплошности цементного кольца по высоте за кондуктором в случае встречного цементирования в условиях поглощения. Средняя глубина спуска кондуктора составляет 433 м, и подлежит корректировке в зависимости от результатов бурения скважин в кусте.

Для обеспечения транспортирования добываемой или закачиваемой жидкости, перекрытия продуктивного горизонта и разобщения всех вскрытых бурением пластов спускаетсяэксплуатационная колонна.

Опыт строительства наклонно-направленных скважин на отложения нижнего карбона и карбонатного девонауказывает на целесообразность использования конструкции закрытого типа, гдеэксплуатационная колонна диаметром 146 мм (168 мм) спускается до забоя. Башмак колонны устанавливается ниже продуктивного интервала в устойчивых породах. Бурение под эксплуатационную колонну ведется долотом диаметром 215,9 мм.

Для скважин с одновременной раздельной эксплуатацией двух объектов, рекомендуется конструкция забоя закрытого типа, гдеэксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается в проектный горизонт. Башмак колонны устанавливается в устойчивых породах.

Для цементирования эксплуатационной колонны необходимо использовать рецептуры седиментационно-устойчивых, с пониженной водоотдачей, пластифицированных тампонажных растворов, расширяющихся цементных растворов для изоляции продуктивных горизонтов [31], а также рецептуры с применением суперпластификатора С-ЗК [32].

Цементные растворы, обработанные реагентами-пластификаторами и понизителями водоотдачи, позволяют регулировать растекаемость, водоотдачу и водоотделение в требуемых пределах. Кроме того, пластифицированный цементный раствор обладает свойством формировать на проницаемых участках ствола скважины тонкую быстротвердеющую корку, повышающую гидродинамическую устойчивость ствола скважины (повышение сопротивления проницаемых стенок к гидроразрыву, предупреждение отфильтровывания жидкой фазы раствора на водной основе в поры пластов). Пластифицированный цементный раствор формирует безусадочный камень, имеющий высокую прочность и трещинностойкость.

Качество цементного раствора контролируется по плотности пробы, отобранной из осреднительной емкости. Процесс цементирования контролируется СКЦ.

Диаметры обсадных колонн определяются с учетом опыта бурения в Татарстане и достижения оптимальных зазоров между стенкой скважины и колонной. Толщины стенок и группа прочности стали определяются в соответствии с требованиями «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» и «Альбома конструкций скважин». Оснастка колонн техническими средствами и крепление скважины осуществляются в соответствии с требованиями «Инструкции по креплению скважин ОАО «Татнефть» [33], «Регламента на заканчивание скважин строительством» [34], «Технологического регламента на использование технических средств для наружной оснастки обсадной колонны» [35].

Качество крепления скважин оценивается на основе комплекса промыслово-геофизических исследований в соответствии с рабочим проектом на строительство скважин. В скважинах всех категорий проводятся исследования качества цементирования кондуктора методами гамма-гамма каротажа (ГГК) и акустической цементометрии (АКЦ) от башмака до устья скважины. Исследование качества цементирования эксплуатационной колонны проводятся от низа колонны до устья методами АКЦ и скважинной гамма-дефектометрии, толщинометрии (СГДТ).

При строительстве ГС скважина бурится до кровли продуктивного горизонта и, после проведения необходимого объема каротажных работ, обсаживается эксплуатационной колонной диаметром 168,3 мм с цементированием ее до устья. Дальнейшее бурение скважины до проектной глубины осуществляется долотом малого диаметром (139,7; 144; 146 мм). Конструкция горизонтального участка ствола скважины выбирается исходя из характеристик продуктивных пластов.

9.2.3 Пространственное профилирование стволов скважин

Для достижения среднего отклонения предлагается профиль, состоящий из вертикального участка, участков начального искривления и стабилизации зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, участков стабилизации и естественного падения зенитного угла в интервале бурения под промежуточную и эксплуатационную колонны.

Другие отклонения забоев скважин от вертикали достигаются путем комбинаций участков:

- при бурении под кондуктор возможно наличие следующих участков: вертикального, набора кривизны, малоинтенсивного донабора зенитного угла, стабилизации зенитного угла, малоинтенсивного снижения зенитного угла;

- при бурении под промежуточную и эксплуатационную колонны возможно наличие следующих участков: вертикального, набора кривизны, малоинтенсивного донабора кривизны, стабилизации зенитного угла, малоинтенсивного снижения зенитного угла.

Профиль верхней части ствола скважины определяется непосредственной близостью других скважин. Для предотвращения пересечения, особенно при бурении куста наклонных скважин, полностью исключается зарезка с одинаковой глубины при последовательном бурении скважин.

Длина вертикального участка зависит от величины проектного отклонения, очередности бурения скважин на кусте и наличия осложнений при бурении под кондуктор.

Фактическое положение ствола скважины в пространстве должно определяться систематическими инклинометрическими измерениями в процессе бурения.

При проектировании проектного профиля допускаются следующие интенсивности в интервале набора и корректировки кривизны:

- до 1,5о/10 м по зенитному углу;

- до 2о/10 м по пространственному углу.

Проектный профиль конкретной скважины должен принимать во внимание следующие требования:

- достижение стабилизации азимута обеспечивается при зенитных углах не менее 7о.

- исключить смену КНБК в зонах осложнений и за 50 м до и после них с целью проведения изоляционных работ.

Параметры типового проектного профиля эксплуатационных скважин рассчитываются по известным методикам.

9.2.4 Методы вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин.

Важнейшим этапом, на котором может произойти значительное ухудшение продуктивности скважины, является процесс вскрытия, вследствие которого происходит контакт бурового раствора с продуктивным пластом во время бурения.

Отрицательные последствия вскрытия продуктивных интервалов могут быть сведены к минимальному изменению фильтрационных свойств нефтесодержащих пластов при правильном выборе типа бурового раствора и технологии вскрытия.

Опыт бурения скважин на отложения нижнего карбона и карбонатного девона указывает на целесообразность вскрытия продуктивных пластов рассматриваемого типа полимер-глинистым буровым раствором (ПГР). Применение ПГР обеспечивает вскрытие продуктивного интервала с минимальной репрессией, а также позволяет уже в процессе первичного вскрытия на стенках скважины сформировать кольматационный слой из тонкой полимерной корки и химически-активной твердой фазы. Созданный, таким образом, искусственный защитный экран снижает степень отрицательного влияния бурового и цементного растворов на нефтенасыщенную часть пласта. Кольматационный слой, содержащий в своем составе до 70% карбонатных фракций, легко разрушается на стадии освоения скважины при помощи соляно-кислотной обработки, позволяющей восстановить фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Основными компонентами ПГР являются полиакриламид (ПАА) и карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Полимер-глинистый раствор, в отличие от глинистого, позволяет создавать буровые растворы пониженной плотности (1040-1080 кг/м3), снижая, тем самым, в составе раствора количество глины. Снижение содержания глинистой составляющей в полимер-глинистом растворе достигается путем замены основного структурообразователя – глины на акриловые полимеры и кислоторастворимую твердую фазу – мел. При этом структурно-механические свойства полимерного раствора обеспечивают регламентированные параметры, причем, некоторые из них обладают более технологичными свойствами.

Снижение плотности раствора, соответственно, уменьшает величину репрессии на продуктивный пласт, что, в свою очередь, позволяет снизить глубину загрязнения призабойной зоны пласта фильтратом.

Анализ применения полимерных растворов на месторождениях Татарстана показывает, что за счет незначительного содержания твердой фазы и хороших смазывающих свойств были значительно повышены технико-экономические показатели строительства скважин.

Более подробная характеристика полимер-глинистого бурового раствора, используемые материалы, методы контроля и обработки приведены в инструкции по «Технологии централизованного приготовления буровых растворов в специализированных цехах (узлах) по приготовлению глинистых растворов для бурения скважин» [36].

Для вторичного вскрытия пластовцелесообразно использовать щадящие способы вторичного вскрытия пластов.

Технология вторичного вскрытия пластов должна обеспечивать одновременное решение ряда важнейших задач:

- вскрытие максимальной площади эксплуатационной колонны с сохранением её прочностных характеристик;

- сохранение целостности цементного кольца выше и ниже интервала перфорации, во избежание возникновения заколонных перетоков и, как следствие, предотвращение преждевременного обводнения добываемой нефти;

- восстановление фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны скважин после бурения и при повторном вскрытии интервалов перфорации в скважинах, находящихся в длительной эксплуатации, с закольматиованной призабойной зоной пласта. Обеспечение хорошей гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом.

В институте «ТатНИПИнефть» разработаны нетрадиционные способы вторичного вскрытия пласта в щадящем режиме, эффективно совмещающие одновременную их химическую (различные кислоты, ПАВ, и др.) или депрессионную ОПЗ с применением:

- гидромеханических перфораторов, спускаемых на НКТ;

- фильтров с кислоторастворимыми запорными устройствами (химический способ), спускаемых в составе эксплуатационной колонне;

- фильтров с механически разрушаемыми запорными устройствами (механический способ), спускаемых в составе эксплуатационной колонны.

К безвзрывным методам вторичного вскрытия продуктивных пластов относится способ с применением сверлящего перфоратора ПС-112, не оказывающего импульсного ударного воздействия на обсадные трубы и цементное кольцо.

Одним из главных недостатков вышеперечисленных щадящих способов является ограниченная протяженность формируемых каналов.

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами в большинстве случаев обеспечивает хорошее качество гидродинамической связи скважины с пластом, однако в сложных геолого-технических условиях кумулятивная перфорация не всегда эффективна.

Особое внимание необходимо уделять жидкостям для перфорации - специальным составам (водные и углеводородные растворы ПАВ, а также эмульсионные системы), проникновение которых в ПЗП не вызывает снижения естественной проницаемости коллектора. Несомненный интерес представляют перфорационные работы в условиях депрессии. Технология выполняется с применением стандартного нефтепромыслового оборудования.

Вызов притока при освоении скважин следует осуществлять методом перехода на облегченную жидкость и снижения противодавления на пласт свабированием. Снижение уровня свабированием и создание депрессии для вызова притока из пласта в процессе освоения скважин позволяет предотвратить создание дополнительной репрессии на пласт и тем самым уменьшить количество поглощаемой пластом технологической жидкости. Свабирование позволяет плавно в широком диапазоне регулирования создавать депрессию на пласт.

Для интенсификации притока при освоении скважин, пробуренных на карбонатные отложения, необходимо проводить соляно-кислотные обработки призабойной зоны пласта.

Освоение скважины следует проводить в соответствии с утвержденными методическими руководствами по освоению скважин, «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и другими действующими нормативно-инструктивными документами.

В технологии бурения горизонтальных скважин важнейшим элементом, в значительной мере определяющим технико-экономические показатели и качество строительства, является буровой раствор. Основные функции бурового раствора при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин аналогичны, но требования к некоторым из этих функций при строительстве горизонтальных скважин становятся жестче. Степень влияния состава и свойств бурового раствора на продуктивность горизонтальных скважин значительно возрастает, что является следствием увеличения времени вскрытия пласта, в десятки и, даже сотни раз большей площади поверхности, через которую поступает в пласт фильтрат и твердая фаза бурового раствора. Значительно ухудшается в горизонтальных скважинах условия выноса шлама, что требует изменения параметра бурового раствора с целью повышения его выносящей способности. Повышаются также требования к смазывающим и ингибирующим свойствам бурового раствора. Большинство осложнений, возникающих при бурении горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, так или иначе, связаны с качеством применяемого бурового раствора и режимом течения. Для предотвращения этих осложнений необходимо обеспечить оптимальный выбор показателей свойств буровых растворов и режимов промывки.

На месторождениях ОАО «Татнефть» при бурении горизонтального участка ствола скважины в карбонатных коллекторах довольно часто применяются водные растворы ПАВ. Механизм действия ПАВ заключается в улучшении фазовой проницаемости за счет изменения избирательной смачиваемости, разрушения эмульсий и уменьшения капиллярных сопротивлений вследствие снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Анализ данных показывает, что ПАВ может уменьшить отрицательное воздействие воды на продуктивный пласт, однако полностью исключить этот факт не может.

Меньшее влияние на ухудшение естественных параметров пласта оказывают растворы на нефтяной основе. Эти растворы обладают меньшей плотностью, показателем фильтрации и лучшими смазывающими свойствами, что положительно влияет на качество вскрытия пластов по сравнению с обычными буровыми растворами на водной основе. К данным буровым раствором может быть отнесена обычная нефть. Применение нефти при вскрытии пластов обеспечивает высокое качество вскрытия пластов. Опыт показывает, что использование растворов на нефтяной основе или нефти при бурении горизонтальных скважин обеспечивает повышение начальной продуктивности скважин в 1,2-1,5 раза.

К недостаткам, сдерживающим широкое применение для промывки нефти, следует отнести также их высокую стоимость, токсичность, пожароопасность, возможность загрязнения окружающей среды отходами бурения, проблемы безопасной их утилизации.

Для турнейского яруса, сложенного прочными устойчивыми породами, имеющими порово-трещинный низкопроницаемый однородный коллектор допускается применение нефти в качестве промывочной жидкости или технологии бурения в режиме депрессии только на хорошо изученных участках. При этом наибольший технологический эффект достигается лишь на участках с ухудшенными свойствами и гидрофильным типом коллектора.

В последнее время в мировой и отечественной практике для бурения горизонтальных скважин предпочитают биополимерные буровые растворы.

Основной компонент-структурообразователь такой системы раствора – биополимер, который при небольшой концентрации формирует ячеистую структуру, обладающую свойствами твердого тела в покое и при скоростях сдвига близких к нулю, и свойствами жидкости при высоких скоростях сдвига. Это обеспечивает высокие скорости проходки, снижение гидравлических нагрузок на пласт и препятствует быстрому осаждению частиц выбуренной породы при остановке циркуляции и спуско-подъемных операциях.

К недостаткам биополимера относят низкие фильтрационные и ингибирующие свойства, что связанно с недостаточной гидрофобностью образующейся фильтрационной корки на поверхности ствола скважины и частиц выбуренной породы. Поэтому при создании биополимерных промывочных жидкостей одновременно с биополимером используют реагенты-стабилизаторы, снижающие фильтратоотдачу. Это высокомолекулярные полианионные полимеры, такие как карбоксиметилцеллюлоза, полианионная целлюлоза, карбоксиметилкрахмал и производные крахмала.

Минимальное содержание в биополимерном буровом растворе твердой фазы определенной дисперсности, которую принимают исходя из типа коллектора и размеров его пор, способствует созданию на стенках скважины тонкой малопроницаемой фильтрационной корки, препятствующей проникновению бурового раствора и его фильтрата на большую глубину.

Биополимерный раствор обеспечивает качественную очистку горизонтального участка от выбуренной породы, не оказывая при этом негативного влияния на продуктивный пласт.

Приготовление биополимерных растворов осуществляется согласно регламенту [36].