

УДК 622.245

**ПРОБЛЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**PROBLEMS OF HORIZONTAL WELL
DRILLING COMPLETION**

Агзамов Ф.А., Гбогбо Аарон Мортхи

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация**

F.A. Agzamov, Gbogbo Aaron Morthy

**Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation**

e-mail: faritag@yandex.ru

Аннотация. В статье приведен анализ факторов, влияющих на качество строительства горизонтальных скважин. Выделены роль бурового раствора и критерии для его выбора, среди которых основными являются: очистка горизонтального ствола, сохранение стабильности стенок скважины, снижение сил трения, сохранение проницаемости пластов.

В горизонтальных скважинах фактическая траектория должна соответствовать проектной, обеспечивая ее попадание в круг допуска. При этом около половины скважин при бурении требуют корректировки траектории.

Рассмотрены схемы заканчивания скважин с открытым стволом, со спуском перфорированного хвостовика или спуском эксплуатационной колонны с последующим цементированием и перфорацией. Открытый забой наиболее экономичен, но есть опасность обрушения ствола, выноса песка, трудности при проведении работ по изоляции водо- и газоносных

зон. Перфорированный хвостовик позволяет закрепить ствол от обрушения, однако затруднена изоляция зон прорыва воды или газа. Заканчивание путем спуска и цементирования обсадной колонны позволяет исключить обрушение ствола, управлять газо- и водонефтяным контактом, а также изолировать зоны водопритока на любой стадии эксплуатации.

Горизонтальные скважины более чувствительны к загрязнению, чем вертикальные, коэффициент восстановления проницаемости продуктивного пласта в горизонтальной скважине на 17-20 % меньше, чем в вертикальной.

Для успешного цементирования горизонтальных скважин необходимо обеспечить полную очистку ствола и хорошее центрирование обсадной колонны с применением жестких или пружинных центраторов.

Перфорирование горизонтальных скважин представляет определенную трудность из-за необходимости спуска перфоратора на колонне труб. Рассмотрено использование перфорированного хвостовика, оборудованного магниевыми заглушками.

Показаны перспективы строительства интеллектуальных скважин, предоставляющих больше возможностей для мониторинга и контроля за работой скважин или удаленного управления.

Abstract. The article analyzes factors affecting the quality of horizontal well construction. The role of drilling fluid and the criteria for its selection are highlighted, among which the principal ones include: cleaning the horizontal wellbore, maintaining the stability of the walls of the well, reducing frictional forces and maintaining the permeability of the reservoir.

In horizontal wells, the actual path must correspond to the design path, ensuring that it reaches the tolerance circle. At the same time, almost half of wells during drilling process require correction of the trajectory.

The schemes of barefoot open-hole completions, with the lowering of perforated liners or the descent of the production casing with subsequent

cementation and perforation are reviewed. Barefoot open-hole is the most economical, but there is a tendency of collapse of the wellbore, removal of sand, difficulties in carrying out work pertaining to the isolation of water and gas. Perforated liner prevents the wellbore from collapsing. However, it is difficult to isolate the zones of water or gas penetration. Completion by lowering and cementing the casing leads to the prevention of wellbore collapse, control gas and water-oil contact, as well as to isolate the water inflow zones at any stage of production.

Horizontal wells are more sensitive to pollution than vertical wells. The coefficient of reservoir penetration recovery in a horizontal well is 17-20% less than in a vertical well.

For successful cementing of horizontal wells, it is necessary to ensure a thorough cleaning of the wellbore and a good centering of the casing with the use of rigid or spring centralizers.

The perforation of horizontal wells presents a certain level difficulty, due to the need to lower the perforator on the drill string.

The use of a perforated liner equipped with magnesium plugs is considered.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, управление траекторией, нецементируемый хвостовик, солевой биополимерный раствор, перфорация, фильтр-хвостовик, система Flo-Pro.

Key words: horizontal well, trajectory control, non-cemented liner, saline biopolymer solution, perforation, filter-liner, system Flo-Pro.

Актуальность исследования

Заканчивание скважин состоит из ряда операций, которые необходимы для начала первоначальной добычи. Существует много разных типов заканчивания. Большинство видов заканчивания – просто вариации нескольких базисных схем [1]. Актуальность темы исследования вызвана тем, что при строительстве горизонтальных стволов скважин необходима

четкая технология устойчивости ствола скважины, проблема выбора практичного и экономичного бурового раствора.

Проблемы при заканчивании горизонтальных скважин

Технология горизонтального бурения включает в себя больше, чем только изменение в буровой технологии: она также включает изменения в технологии заканчивания, технологии стимуляции и практики эксплуатации [2].

Когда выбирают раствор для вскрытия горизонтального интервала, важно иметь в виду полные процессы бурения, заканчивания, интенсификации и эксплуатации.

Незагрязняющие растворы для вскрытия должны удовлетворять следующим критериям [3-5]:

1. Способность бурить породы и обеспечивать свойства, подходящие для горизонтального бурения. Это включает в себя все: очистку ствола, стабильность стенок скважины, снижение сил трения и другие факторы, с которыми сталкиваются операторы по бурению;

2. Не загрязнять и не снижать проницаемость пластов;

3. Совместимость с методами заканчивания. Методы заканчивания для ГС часто отличаются от типовых, применяемых в вертикальных скважинах. Вертикальные скважины обычно заканчиваются перфорацией предварительно зацементированной обсадной колонны, ГС цементируются весьма редко [4, 5].

4. Отзывчивость к методам очистки или обработки стимуляторами. Поскольку интервалы изоляции являются обычно редкими в горизонтальных скважинах, важным является выбор раствора для вскрытия пласта, отзывчивого к мерам очистки.

Управление траекторией ствола скважины [6-9]

Имея данные по замерам зенитных углов и азимутов скважины в отдельных точках, производится построение фактического профиля и плана скважины. Фактическая трасса скважины сравнивается с проектной,

на основании чего делается вывод о возможности попадания скважины в заданный круг допуска. В случае если это попадание невозможно, принимается решение о применении специальных технических средств направленного бурения с целью вывода скважины на проектную трассу.

После бурения ряда скважин в сходных геологических условиях возможно определение вероятности P попадания следующей скважины в круг допуска по формуле [9, 10]:

$$P = 1 - e^{-r^2/2\sigma^2},$$

где r – радиус круга допуска, м; среднеквадратическое отклонение пробуренных скважин от центра круга допуска, м;

$$\sigma = [\sum \Delta r^2 / (n - 1)]^{0,5},$$

где σ_r – отход от центра круга допуска для пробуренных скважин, м;
 n – число пробуренных скважин.

Для десяти пробуренных скважин отходы от центра круга допуска составили (в порядке возрастания) 12, 14, 22, 46, 52, 54, 63, 68, 72 и 87 м. В этом случае среднеквадратическое отклонение составило 57,73 м, а вероятность попадания P скважины в круг допуска радиусом $r = 100$ м равна

$$P = 1 - e^{-100^2/2 \cdot 57,73^2} = 0,7769$$

При радиусе круга допуска 75 м эта вероятность равна 0,57. Следовательно, для последнего случая из 100 пробуренных скважин в 43 потребуется применение технических средств искусственного искривления с целью вывода скважин в круг допуска (правки). Эти работы необходимо закладывать в технические проекты, а в сметах предусматривать дополнительные расходы.

Выбор способа заканчивания горизонтальных скважин

Выбор вида заканчивания горизонтальной скважины является ответственным этапом в проектировании. Он определяет диаметр ствола, длину горизонтального участка, максимальное значение интенсивности искривления. При выборе следует учесть тип коллектора, устойчивость ствола, необходимость изоляции водо- и газоносных участков, возможность выноса песка, виды последующих работ с целью интенсификации притока и капитального ремонта [5].

В настоящее время наиболее широко применяются три схемы заканчивания [5]:

- открытым стволом;
- спуском перфорированного хвостовика;
- спуском эксплуатационной колонны с последующим цементированием и перфорацией.

Теоретически рассматривается и способ заканчивания с гравийной набивкой, но широкого практического применения он пока не находит. Заканчивание скважины открытым стволом наиболее экономично, так как не требует дополнительных затрат средств и времени, вместе с тем при этом возможны обрушение ствола, вынос песка, возникают трудности при определении зон поступления флюида в скважину с целью дальнейшей интенсификации притока или изоляции водо- и газоносных зон [11].

Заканчивание путем спуска перфорированного хвостовика позволяет в какой-то мере закрепить ствол от обрушения. В случае если возможен вынос песка, на перфорированной трубе устанавливается проволочный фильтр, однако, спускать такой хвостовик можно только в скважины со сравнительно малой интенсивностью искривления. В противном случае проволочная намотка может быть повреждена. С этой же целью может быть использован хвостовик со щелевой перфорацией. Ширина щели может быть до 0,01 мм. Такие фильтры изготавливаются с использованием лазерной технологии. Фильтровые части хвостовика располагаются против

наиболее проницаемых участков ствола, а расстояние между ними может достигать до 40-50 м [12].

Вынос песка в горизонтальный ствол всегда больше, чем в вертикальный, так как напряжения в стенках скважины существенно выше. В отличие от вертикальных скважин, имеющих зумпф, в горизонтальных скважинах вынесенный песок скапливается в перфорированной части, снижая дебит. Уменьшить вынос песка можно путем снижения депрессии на пласт до рационального подбора фильтров [2, 13].

При таком виде заканчивания, так же как и в предыдущем случае, затруднена изоляция нежелательных зон притока горизонтального ствола (вода, газ), и возникают проблемы с обработкой ствола для интенсификации притока нефти. Тем не менее, этот способ имеет наибольшее распространение.

На месторождениях Западной Сибири заканчивание скважин осуществляется, как правило, путем спуска фильтра-хвостовика. Фильтр ФГС-114 состоит из корпуса (труба диаметром 114 мм), в котором просверлены отверстия диаметром 12 мм. В отверстия вставляются герметизирующие пробки из алюминиевого сплава, которые разрушаются при кислотной обработке перед началом эксплуатации скважины. На корпус наматывается проволока с образованием щелей шириной 0,20-0,25 мм. Длина фильтра около 2 м. Общая длина фильтровой части хвостовика определяется исходя из длины горизонтального участка ствола, а порядок расстановки фильтров уточняется по материалам геофизических исследований [13, 14].

Заканчивание путем спуска обсадной колонны с цементированием и последующей перфорацией имеет ряд существенных преимуществ. К их числу относятся [1, 6]:

- возможность обработки отдельных зон для интенсификации притока;
- исключение обрушение ствола;
- управление газо- и водонефтяным контактом;

- возможность изоляции зон притоком воды или газа, как в начальной стадии, так и при последующей эксплуатации.

Однако этот способ дорог, и в процессе эксплуатации скважины возможен вынос песка.

Несмотря на имеющиеся трудности, доля скважин, заканчиваемых цементированием обсадных колонн, возрастает, так как облегчается их последующая эксплуатация [1, 2, 15].

Исходя из указанных выше преимуществ и недостатков, можно сформулировать следующие общие принципы выбора способа заканчивания.

Заканчивание открытым стволом рационально при небольшой длине горизонтального участка, что имеет место при малых радиусах искривления, в устойчивых породах, когда вынос песка незначителен, а наличие зон водо- и газопоступления маловероятно.

Заканчивание с использованием перфорированного хвостовика рационально в скважинах со средним радиусом кривизны, но может быть использовано и в других случаях, когда породы относительно устойчивы, но возможен значительный вынос песка, а продуктивный горизонт более менее однороден.

Заканчивание цементированием обсадной колонны рационально в неустойчивых породах со сложным строением пласта, однако, вынос песка при этом должен быть невелик, скважина пробурена по профилю с большим или средним радиусом искривления с большой длиной горизонтального ствола [1, 4, 16].

Предупреждение загрязнения пласта

Загрязнение пластов является источником серьезного снижения продуктивности во многих нефтяных и газовых пластах, и в случае возникновения проблем без закачкой воды при заводнении [10].

Большинство процессов, используемых при строительстве скважин, имеют предпосылки к загрязнению пластов. Эти процессы включают:

бурение, цементирование, заканчивание скважин и интенсификацию (перфорация, кислотная обработка и гидроразрыв) притока, ремонтные работы (глушение или обработка горячей нефтью), заводнение или водоизоляция, процессы увеличения нефтеотдачи (вытеснение смешивающейся жидкостью, химикаты) и чрезмерное нагнетание или скорость добычи [10].

Горизонтальные скважины намного более чувствительны к загрязнению, чем вертикальные в тех же условиях по следующим причинам [14]:

- ствол горизонтальной скважины более продолжительное время контактирует с буровым раствором (недели) по сравнению с вертикальной скважиной (часы, сутки);

- большинство горизонтальных скважин в интервале продуктивного пласта не цементируется и не перфорируется, а заканчиваются открытым стволом или фильтром. Поэтому проникновение твердой фазы бурового раствора и тонкодисперсных частиц выбуренной породы в пласт, является главной причиной снижения продуктивности горизонтальных скважин. В вертикальных же скважинах поверхностное проникновение твердой фазы легко преодолевается перфорацией;

- в горизонтальном стволе трудно достичь равномерной депрессии из-за большой протяженности ствола в зоне пласта. Кроме того, она может быть не достаточной, чтобы очистить загрязненный пласт;

- методы химического стимулирования пласта в горизонтальной скважине могут быть дорогостоящими и не эффективными;

- физико-механика притока в горизонтальной скважине имеет достаточные различия с вертикальной скважиной из-за неоднородности пластов, т.е. вертикальная и горизонтальная проницаемости в большинстве пород неодинаковы [1].

Если загрязнение сильное, эксплуатация скважины может быть экономически не целесообразной.

В конечном итоге указанные выше отличия вызывают более сильное снижение продуктивности пластов в горизонтальных скважинах, чем в вертикальных скважинах.

Экспериментальные исследования показывают, что при прочих равных условиях коэффициент восстановления проницаемости продуктивного пласта в горизонтальной скважине на 17-20 % меньше, чем в вертикальной.

К качеству раствора для вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом предъявляются более высокие и жесткие требования; так, не всякий буровой раствор, дающий хорошие результаты в вертикальной скважине, может эффективно использоваться в горизонтальной скважине [2].

Даже инвертно-эмульсионные растворы (на нефтяной основе) не во всех случаях дают хорошие результаты.

Поэтому вопросы качественного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами требуют особого подхода, тщательного их изучения и создания специальных материалов и систем буровых растворов.

Крепление горизонтальных стволов

Для успешного цементирования горизонтальных скважин необходимо обеспечить полную очистку ствола и хорошее центрирование обсадной колонны. Последнее достигается применением жестких или пружинных центраторов. Первые имеют некоторые преимущества [6, 17]:

- фиксированная высота, возможность вращения и расхаживания колонны;
- не требуется дополнительных усилий страгивания при спуске колонны, однако они несколько дороже.

Жесткий центратор одновременно может выполнять роль турбулизатора. Для этого его лопасти закручены по винтовой линии под углом 35°. Корпус, изготовленный из алюминиевого сплава, надевается на

обсадную трубу и может перемещаться по ней без кольца, закрепленного на трубе клином, до муфты [9, 10].

Жесткие центраторы нерационально применять в скважинах, имеющих сужения и каверны, а также уступы и желоба.

Следует отметить, что в настоящее время имеется опыт цементирования обсадных колонн при длине горизонтального участка скважины в несколько километров.

В настоящее время на многих месторождениях продуктивные пласты вскрываются на полимерглинистых буровых растворах с последующим их перекрытием сплошной эксплуатационной колонной (ЭК) и её цементированием. После ОЗЦ производится перфорация эксплуатационной колонны, цементного кольца и коллектора. Данная технология заканчивания скважины является наиболее простой и менее затратной при заканчивании скважин, однако существуют несколько недостатков данной технологии [5, 10]:

- при первичном вскрытии продуктивного пласта происходит ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта (проницаемость и т.д.) вследствие проникновения твердых частиц глины и фильтрата бурового раствора в глубь коллектора. Глинистость песчаного коллектора пласта часто достигает 15 % и при взаимодействии фильтрата бурового раствора с глинистыми частицами происходит их гидратация с увеличением объема, приводящая к закупориванию пор коллектора, и, как следствие, снижению проницаемости;

- при цементировании ЭК происходит взаимодействие цементного раствора с продуктивным пластом и ухудшение коллекторских свойств пласта за счёт проникновения фильтрата и твердой фазы цементного раствора в коллектор;

- в процессе крепления ЭК на продуктивный пласт действуют гидростатическая и гидродинамическая составляющие давления столба цементного раствора, которые будут иметь максимальные значения при

окончании процесса цементирования, и которое может привести к гидроразрыву продуктивного пласта.

Данные недостатки отсутствуют при вскрытии продуктивных пластов на солевом биополимерном растворе (СБР) с последующим спуском и установкой в интервале продуктивного пласта, нецементируемого хвостовика. При этом появляется ряд преимуществ СБР [14]:

1) Использование СБР для бурения интервала продуктивного пласта позволяет максимально сохранить коллекторские свойства пласта, поскольку СБР обеспечивает выполнение следующих требований:

- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта за счёт ингибирующих свойств.

- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта за счёт низкой фильтрации (водоотдачи), которая не превышает 4,0-4,5 см³/30 мин;

- оптимизация гидравлических сопротивлений за счёт малого содержания дисперсной фазы в растворе:

- устойчивость стенок скважины за счёт ингибирующих свойств раствора и образования на стенках скважины тонкой корки-плёнки;

- качественную очистку интервала продуктивного пласта от выбуренной породы за счёт хорошей удерживающей и выносящей способности раствора и минимизация зашламованости интервала продуктивных пластов.

2) Оборудование призабойной зоны пласта нецементируемым хвостовиком обеспечивает также выполнение следующих требований:

- отсутствие контакта продуктивного пласта с цементным раствором, что ведёт к сохранению коллекторских свойств пласта;

- отсутствие отрицательного воздействия на продуктивный пласт высоких гидростатических и гидродинамических давлений, которые имеют место при цементировании обсадной колонны.

Таким образом, основным преимуществом технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на СБР с последующей установкой в интервале продуктивных пластов, не цементируемых хвостовиков является сохранение коллекторских свойств пласта-коллектора [14].

Солевой биополимерный раствор – ингибирующий псевдопластичный буровой раствор с малым содержанием твёрдой фазы, обладающий высокими удерживающими и выносящими способностями, требуемыми стабильными реологическими и тиксотропными свойствами, достаточными смазочными характеристиками, защищающий призабойную зону пласта от глубокого проникновения фильтрата, сохраняя его коллекторские свойства. Раствор экологически безопасен, и представляет собой водный раствор хлорида натрия, обработанный реагентом КМЦ (Tylose, Gabrosa) и биополимером (КЕМ X).

Вторичное вскрытие продуктивных пластов

Перфорирование горизонтальных скважин представляет определенную трудность, так как перфоратор необходимо опускать на колонне бурильных или насосно-компрессорных труб, что требует значительных затрат времени. Одним из путей решения этого вопроса является использование перфорированного хвостовика, в отверстия которого вставлены магниевые заглушки, крепящиеся деталями с резьбой. Головки запорных устройств одновременно выполняют роль центраторов. После цементирования в колонну обсадных труб закачивается соляная кислота, бурно реагирующая с магнием, в результате чего в цементном камне прожигается канал. Таким путем производится вторичное вскрытие продуктивного горизонта. Имеется опыт использования алюминия вместо магния в случае, когда скважина заполнена агрессивной жидкостью, и реакция начинается еще до цементирования колонны.

Одним из перспективных методов вторичного вскрытия продуктивных горизонтов является применение гидромеханических щелевых перфораторов [1, 2].

Буровые растворы для заканчивания горизонтальных скважин

В последнее время при заканчивании скважин все чаще для обработки буровых растворов предпочтение отдается реагентам полисахаридной природы.

К ним, в первую очередь, относятся реагенты на основе целлюлозы (полианионная целлюлоза – ПАЦ, оксиэтилцеллюлоза – ОЭЦ, карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза – КМОЭЦ), крахмала (карбоксиметилированный крахмал – КМК) и биополимеры [14].

В силу своих структурных особенностей полисахаридные реагенты в сочетании с биополимерами или другими, подобного типа, способны создавать водные полимерные растворы, не содержащие твердой фазы или с очень низким ее содержанием, с широким диапазоном эксплуатационных свойств.

Были разработаны и апробированы эффективные материалы для получения буровых растворов и технологических жидкостей, рекомендуемые для заканчивания горизонтальных скважин. Среди них можно выделить:

- новый экологически безопасный водо-кислоторастворимый, индифферентный к любым солям полимерный состав (ПС-2) для растворов и жидкостей глушения на основе рассолов солей (ТУ 6-55-221-1399-95) [14];

- карбоксиметилированный крахмал (КМК) – понизитель фильтрации пресных и минерализованных растворов. Экологически безопасен и подвержен умеренному биологическому разложению, полная дегградация под воздействием растворов кислот делает выгодным его использование в «незагрязняющих» растворах и специальных жидкостях для вскрытия продуктивных пластов.

- поверхностно-активное вещество (ПАВ) комплексного действия ПКД-515 (ТУ 39-05765670-ОП-211-95), снижающее негативное влияние

буровых растворов и других технологических жидкостей на нефтепроницаемость продуктивных пластов.

Перспективными системами при заканчивании горизонтальных стволов скважин являются Flo-Pro [3, 4], являющиеся продуктом нового концептуального подхода компании M-I DRILLING FLUIDS к проектированию жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов. Она подтвердила свою эффективность на многих месторождениях не только по всему миру, но и в России, и Западной Сибири в частности. Все рекордные по дебиту горизонтальные скважины Западной Сибири были пробурены именно с использованием FLO-PRO NT [4].

Однако результирующий дебит скважины от применения эффективной системы может быть существенно снижен и из-за ошибок при проведении процедуры заканчивания горизонтального ствола перед испытанием и вызовом притока.

Необходимо спустить 114 мм перфорированный фильтр-хвостовик до проектной глубины без осложнений, связанных с устойчивостью ствола скважины, затяжками и посадками инструментом или самого хвостовика, а также не допускать потерь и поглощений жидкости заканчивания в пласт и минимизировать вероятность загрязнения продуктивного пласта на этапе операций по заканчиванию [1, 13, 14].

Возможные рекомендации

Перед проведением операций по спуску хвостовика и замещению скважины на жидкость заканчивания необходимо осуществить не менее 2 полных циклов циркуляции раствора для выравнивания свойств и (по возможности) части выбуренного шлама. Пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига раствора перед началом операций по заканчиванию скважины должны поддерживаться на минимальном технологически допустимом уровне. Плотность жидкости глушения должна выбираться исходя из планируемого способа заканчивания и вызова притока, пластового давления и правил безопасности ведения работ

в нефтяной и газовой промышленности, но по возможности должна поддерживаться на минимально возможном [13, 14].

Перед началом работ по заканчиванию подготовить и очистить емкости для буферных растворов и жидкости глушения, приготовить все компоненты и растворы, составить и довести до сведения персонала, занятого в работах план и программу заканчивания скважины.

Предлагаемая технология заканчивания горизонтальных скважин после использования «Фло-Про» предусматривает установку специального буферного раствора «Фло-Про Эс-Эф», не содержащего твердой фазы в зоне открытого ствола и замену раствора в 168 мм эксплуатационной колонне на раствор хлорида кальция. Не содержащая твердой фазы буферная пачка «Фло-Про Эс-Эф» служит для обеспечения нескольких функций:

- а) работает как продавочный буфер, обеспечивая более полную и качественную очистку горизонтального ствола от остатков старого раствора;
- б) снижает вероятность закупорки фильтра хвостовика при спуске;
- в) снижает количество твердых частиц, которые должны быть вымыты в процессе замещения, и удаляет рыхлую часть фильтрационной корки;
- г) позволяет предотвратить поглощения жидкости заканчивания в пласт.

Замена раствора «Фло-Про», использовавшегося при бурении, на чистый раствор хлорида калия, позволяет быстрее начать эксплуатацию скважины после спуска ЭЦН или свабиrowания, облегчить проведение гидродинамических испытаний и интерпретацию их результатов, избежать образования эмульсии без раствора и пластового флюида.

При этом замена раствора на жидкость заканчивания может быть произведена как до, так и после спуска хвостовика (мы рекомендуем провести замену раствора на «Фло-Про Эс-Эф + хлорид калия») по окончании шаблонирования перед началом спуска хвостовика).

Интеллектуальные скважины

Интеллектуальные скважины, как правило, включают в себя систему подземных датчиков и регулирующих клапанов, которые позволяют принять меры для оптимизации добычи или закачки. Тем не менее, можно назвать интеллектуальной скважину, на которой установлен только один из этих двух видов устройств – либо датчики, либо клапаны скважинного контроля. Другой пример – скважина с подземным клапаном-отсекателем, работающим только в двух режимах: ОТКРЫТ/ЗАКРЫТ [7, 8, 15].

Альтернативный вариант – регулируемый дроссельный клапан с возможностью работы на штуцерах разного размера, предоставляющий больше возможностей для управления зональным притоком или закачкой [7, 15].

Интеллектуальная скважина – термин очень широкого значения, и есть различные уровни «интеллектуальности», которые могут быть реализованы. В отдельных случаях многозональная скважина может быть оснащена лишь одним подземным датчиком давления и температуры, но несколькими регулирующими клапанами. Та же скважина помимо датчиков давления/температуры может иметь также расходомеры в каждой зоне и распределенные датчики температуры по стволу скважины. Оба примера конструкции предоставляют разные возможности для мониторинга и понимания особенностей добычи/закачки по отдельным зонам [4, 16].

Интеллектуальная скважина – это скважина, которая работает самостоятельно исходя из режима, заданного гидродинамической или технологической моделью (наземной инфраструктурой), и способна самостоятельно подстраиваться под изменяющиеся условия системы (если это действующая эксплуатационная скважина) [9, 18, 19].

Ведущие зарубежные нефтегазовые компании давно и успешно работают в направлении «интеллектуализации» скважин. Всесторонний контроль параметров в процессе разработки позволяет увеличить

коэффициент извлечения нефти, повысить экономическую эффективность и безопасность производства. В последнее время в России все больше внимания уделяется интеллектуализации скважин [7, 9].

Это важно для оперативного контроля и своевременного принятия решений по геолого-техническим мероприятиям для контроля и поддержания пластового давления, интерпретации данных гидродинамики с целью выявления геологических особенностей пласта на значительном удалении от скважины и уточнения запасов. Системы постоянного мониторинга повышают безопасность и снижают себестоимость, поскольку снимают необходимость периодически останавливать скважину для выполнения гидродинамических исследований скважин манометрами, спускаемыми на проволоке или кабеле [9].

Выводы

В перспективе предстоит работа по созданию нового поколения датчиков для работы при более высоких температурах и давлениях, усовершенствованию скважинных сейсмоакустических датчиков, а также разработке бескабельных систем. Совершенствование скважинных клапанов включает минимизацию гидравлических и электронных линий управления, срабатывание клапана по радиочастотному коду (RFID), генерацию электроэнергии в скважине для работы клапанов и датчиков.

Зарубежные компании Shell, SPD, Chevron, российские компании Роснефть, Татнефть, ТНК-ВР добились определенных успехов в области разработки и внедрения технологий и оборудования, связанных с интеллектуальными скважинами [5]. Это в основном системы мониторинга и контроля за работой скважин, в некоторых случаях – удаленный механизм управления. В России работа ведется не настолько активно. Во многом это зависит от того, что основные месторождения пробурены давно и находятся на поздней стадии эксплуатации, т.е. оборудование устаревшее, а добыча углеводородов падающая. Соответственно,

инвестиции, вложенные в данные проекты, будут иметь значительную величину и долгий срок окупаемости. За рубежом сложилась в целом аналогичная ситуация [20]. В условиях повышения конкуренции со стороны зарубежных производителей модернизация нефтяного машиностроения и повышение эффективности нефтедобычи жизненно необходимы для обеспечения энергетической безопасности и стабильного экономического развития страны [12].

Список используемых источников

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 405 с.
2. Стивен Дайер, Яссер Эль-Хазиндар Энджел Рейес, Михаиэль Хубер, Иан Ро, Дэвид Рид. Интеллектуальное заканчивание: автоматизированное управление добычей // Нефтегазовое обозрение. 2007. Т. 19, № 4. С. 7.
3. Григоренко З. «Черного золота» и нашим детям хватит! // Нефть и время. 2010. № 6. С. 33-35.
4. Салым Петролеум Девелопмент Н.В. URL: <http://www.salypetroleum.ru>.
5. Габдрахманов Н.Х. Научные основы и технологии насосной эксплуатации малодебитных скважин в поздние периоды разработки нефтяных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 2005. 250 с.
6. Агроводком: сайт. URL <http://www.agrovodcom.ru> (дата обращения: 20.04.2018).
7. Станции управления ЭЦН-8, ЭЦН-16. Руководство по эксплуатации. «ДСКМ.421414.010.01» РЭ. URL: <http://www.industrialsystems.ru>.
8. Станция управления общекустовая. Руководство по эксплуатации. «ДСКМ.421415.001» РЭ. URL: <http://www.industrialsystems.ru>.
9. Донской Ю.А., Дарищев А.Ю. О применении УЭЦН для добычи высокогазированных жидкостей // Нефтепромысловое дело. 2009. № 2. С. 31.
10. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. М.: Недра, 1983. 256 с.

11. Иконников Ю.А. Отечественные системы погружной телеметрии для электропогружных установок: преимущества, недостатки, возможные пути развития [Электронный ресурс]. URL <http://neftegas.info>.

12. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 2. URL: <http://www.ogbus.ru>.

13. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. М.: ООО «Недра-бизнесцентр», 2002. 632 с.

14. Руководство по приготовлению, химической обработке буровых растворов для бурения и вскрытия продуктивных пластов в Западной Сибири: РД 39-2-400-80. Тюмень: СибНИИИП, 1980. 56 с.

15. Производственная компания «Борец». URL: <http://www.boretscompany.ru>.

16. АЛЬФАПРОЕКТ. URL: <http://www.apgc.ru>.

17. Голубов А.С. Отечественный опыт повышения качества эксплуатации УЭЦН // Нефть. Газ. Промышленность. 2016. № 3. С. 23. URL <http://www.oilgasindustry.ru>.

18. Применко Н.В., Заматаев М.В. Новые технологии противоаварийной защиты трубопроводов // Нефть. Газ. Промышленность. 2007. № 2. С. 30. URL: <http://www.oilgasindustry.ru>.

19. Китабов А.Н., Токарев В.П. Информационно-измерительные системы диагностики погружного электродвигателя // Вестник УГАТУ. 2011. № 1. С. 41.

20. Ивановский В.Н. Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом // Инженерная практика. 2010. № 7. С. 45-46.

References

1. Gavura V.E. *Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdenii* [Geology and Development of Oil and Gas-Oil Fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1995. 405 p. [in Russian].

2. Stiven Daier, Yasser El'-Khazindar Endzhel Reies, Mikhaiel' Khuber, Ian Ro, Devid Rid. *Intellektual'noe zakanchivanie: avtomatizirovannoe upravlenie dobychei* [Intelligent Well Completion: the Automated Production]. *Neftegazovoe obozrenie – Oil and Gas Review*, 2007, Vol. 19, No. 4, pp. 7. [in Russian].
3. Grigorenko Z. «Chernogo zolota» i nashim detyam khvatit! [«Black Gold» and for Our Children will be Enough!]. *Neft' i vremya – Oil and Time*, 2010, No. 6, pp. 33-35. [in Russian].
4. *Salym Petroleum Development N.V.* URL: <http://www.salympetroleum.ru>. [in Russian].
5. Gabdrakhmanov N.Kh. *Nauchnye osnovy i tekhnologii nasosnoi ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin v pozdnie periody razrabotki neftyanykh mestorozhdenii: dis. ... d-ra tekhn. nauk* [Scientific Basis and Technologies of Pumping Operation of Low-Yield Wells in the Late Periods of Development of Oil Fields: Doct. Engin. Sci. Diss]. Ufa, 2005. 250 p. [in Russian].
6. *Agrovodkom.* URL <http://www.agrovodcom.ru> (accessed 20.04.2018). [in Russian].
7. *Stantsii upravleniya ETsN-8, ETsN-16. Rukovodstvo po ekspluatatsii. «DSKM.421414.010.01» RE.* [The Control Station ESP-8, ESP-16. User Manual «DSKM.421414.010.01» RE]. URL: <http://www.industrialsystems.ru>. [in Russian].
8. *Stantsiya upravleniya obshchekustovaya. Rukovodstvo po ekspluatatsii. «DSKM.421415.001» RE* [The Control Station General-Bore. Manual. «DSKM.421415.001» RE]. URL: <http://www.industrialsystems.ru>. [in Russian].
9. Donskoi Yu.A., Darishchev A.Yu. O primeneniі UETsN dlya dobychi vysokogazirovannykh zhidkosti [On the Use of ESP for Highly Aerated Liquids Production]. *Neftepromyslovoe delo – Oilfield Engineering*, 2009, No. 2, pp. 31. [in Russian].
10. Abdulin F.S. *Dobycha nefti i gaza* [Oil and Gas Production]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 256 p. [in Russian].

11. Ikonnikov Yu.A. *Otechestvennyye sistemy pogruzhnoi telemekhaniki dlya elektropogruzhnykh ustanovok: preimushchestva, nedostatki, vozmozhnye puti razvitiya* [Domestic Submersible Telemetry Systems for Electric Submersibles: Advantages, Disadvantages, Possible Ways of Development]. URL: <http://neftegas.info>. [in Russian].

12. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo»* [Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»], 2011, No. 2. URL: <http://www.ogbus.ru>. [in Russian].

13. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. *Zakanchivanie skvazhin* [Wells Completion]. Moscow, Nedra-biznestsentr Publ., 2002. 632 p. [in Russian].

14. *Rukovodstvo po prigotovleniyu, khimicheskoi obrabotke burovnykh rastvorov dlya bureniya i vskrytiya produktivnykh plastov v Zapadnoi Sibiri: RD 39-2-400-80* [Guidelines for the Preparation, Chemical Treatment of Drilling Fluids for Drilling and Opening Productive Reservoirs in Western Siberia: RD 39-2-400-80]. Tyumen, SibNIINP, 1980. 56 p. [in Russian].

15. *Proizvodstvennaya kompaniya «Borets»* [Production Company «Borets»]. URL: <http://www.boretscompany.ru>. [in Russian].

16. *ALFAPROEKT*. URL: <http://www.apgc.ru>. [in Russian].

17. Golubov A.S. *Otechestvennyi opyt povysheniya kachestva ekspluatatsii UETsN* [Domestic Experience in Quality Improving the ESP Operation]. *Neft'. Gaz. Promyshlennost' – Oil. Gas. Industry*, 2016, No. 3, pp. 23. URL <http://www.oilgasindustry.ru>. [in Russian].

18. Primenko N.V., Zamataev M.V. *Novye tekhnologii protivooavariinoi zashchity truboprovodov* [New Technologies for Emergency Protection of Pipelines]. *Neft'. Gaz. Promyshlennost' – Oil. Gas. Industry*, 2007, No. 2, pp. 30. URL: <http://www.oilgasindustry.ru>. [in Russian].

19. Kitabov A.N., Tokarev V.P. *Informatsionno-izmeritel'nye sistemy diagnostiki pogruzhnogo elektrodvigatelya* [Information and Measuring Systems

for the Diagnostics of Submersible Electric Motors]. *Vestnik UGATU – USATU Vestnik*, 2011, No. 1, pp. 41. [in Russian].

20. Ivanovskii V.N. Voprosy ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin mekhanizirovannym sposobom [The Operation of Low-Yield Wells by a Mechanized Method]. *Inzhenernaya praktika – Engineering Practice*, 2010, No. 7, pp. 45-46. [in Russian].

Сведения об авторах

About the Authors

Агзамов Ф.А., д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

F.A. Agzamov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Drilling Oil and Gas Wells Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: faritag@yandex.ru

Аарон Мортхи Гбогбо, магистрант по направлению «Нефтегазовое дело» (магистерская программа: «Заканчивание и крепление скважин в сложных горно-геологических условиях») кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

Aaron Morthy Gbogbo, Undergraduate Student in Petroleum Engineering (Undergraduate Program «Well completion And Casing in Complicated Mining and Geological Conditions»), Department of Oil and Gas Wells Drilling, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: aaronmorthy@gmail.com