

СЕКЦИЯ I МАШИНОСТРОЕНИЕ

МЕТОД КУСТОВОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

В. А. Климович

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Научный руководитель О. К. Абрамович

Кустовое бурение находит широкое применение в нефтедобывающей отрасли многих стран, так как имеет ряд существенных преимуществ, приводящих к сокращению затрат на обустройство нефтепромыслов: уменьшаются объемы строительномонтажных работ, строительства дорог, водопроводов, линий электропередач; упрощается обслуживание эксплуатируемых скважин и переход на автоматизированные процессы добычи. Кустовое бурение способствует решению экологических проблем, например, уменьшению вероятности понижения уровня грунтовых вод на огромных территориях, которое может возникнуть вследствие нарушения целостности водоносных горизонтов. Кустом скважин называется такое их расположение, когда устья находятся вблизи друг друга на одной технологической площадке, а забои скважин – в узлах сетки разработки залежи. Учитывая перечисленные достоинства, тему кустового бурения можно считать актуальной и требующей повышенного внимания.

Для Беларуси кустовой метод бурения не типичен вследствие сложности геологического строения Припятского прогиба и технико-технологических условий проводки скважин, однако с 2014 г. «Белоруснефть» также стала использовать его из-за очевидных преимуществ.

Припятский прогиб занимает южно-восточную часть Беларуси, протягивается в северо-западном направлении на 280 км при ширине 150 км и представляет собой палеорифт. В его пределах простираются две структуры II порядка – Северная зона ступеней и внутренний грабен. В платформенном чехле Припятского прогиба выделяются три структурных отдела: 1) подсолевой; 2) нижнесолевой и межсолевой; 3) верхнесолевой и надсолевой, которые различаются стилем тектоники и морфологией локальных структур. Глубины залеганий продуктивных отложений колеблются в широких пределах от 1600 до 4700 м и зависят от стратиграфического положения в разрезе и приуроченности к той или иной тектонической зоне. Кустовой метод бурения в таких условиях имеет ряд ограничений, однако опыт Речицкого месторождения показал, что эти проблемы преодолимы. Куст принадлежит ланско-старооскольской залежи. Ланско-старооскольская залежь нефти территориально находится в центральной, сводовой части Речицкого поднятия и приурочена к очень сложно построенному терригенному резервуару. Поверхность ланского горизонта – это часть нормальной антиклинали, разбитая она северную и южную части региональным Речицким сбросом. Северная, прибросовая часть структуры осложнена серией разнонаправленных сбросов; некоторые из них находят продолжение и в вышележащих отложениях. Основные нефтенасыщенные пласты-коллекторы ланского резервуара в пределах месторождения и куста характеризуются неоднородностью распростране-

ния как по разрезу, так и по площади простирания. Это в основном линзовидные, нередко ограниченные, «ныряющие» пласты толщинами от 0,8 до 5,0 м. При практически выдержанных толщинах горизонта на небольших расстояниях происходит изменение литологического состава, заглинизированность алевро-песчаных разностей, наложение катагенетических изменений, что влияет на ухудшение коллекторских свойств пород и определяет неоднородность распространения компонентов по площади.

Нефтенасыщенные толщи в наилучших коллекторах составляют 7,2, 7,6 и 9,8 м. На остальных участках месторождения суммарные толщины коллекторов изменяются от 0,8 до 9 м. Открытая пористость в песчаных пластах в основном колеблется в пределах 8,9–18,6 %. Перечисленные условия говорят о необходимости серьезного подхода к выбору схемы кустования скважин на месторождениях Припятского прогиба. Знание того, как распределен энергетический потенциал конкретной залежи, который характеризуется картами изобар, имеет первостепенное значение, так как именно на основе этих данных составляется проект наиболее рационального размещения на промысле либо одиночных, либо кустовых скважин. В практике кустового бурения основным критерием определения числа скважин в кусте является суммарный дебит скважин и газовый фактор нефти. Количество скважин в кусте, помимо сетки разработки, наличия одно- или многопластовых залежей и других факторов, определяется технически возможными отклонениями забоев наклонных скважин. Зная примерное число скважин в кусте, переходят к построению плана куста. Планом куста называется схематичное изображение горизонтальных проекций стволов всех скважин, бурящихся с данной кустовой площадки. План куста включает схему расположения устьев скважин, очередность их бурения, направление движения станка, проектные азимуты и смещения забоев скважин. Задача завершается построением схемы куста. Число скважин в кусте может колебаться от 2 до 20–30 и более. Речицкое месторождение в этом плане занимает среднюю позицию, куст состоит из 14 скважин, но для его условий это количество внушительное. Расчеты показывают, что укрупнение кустовых площадок в процессе выбора схем эксплуатации промысла является целесообразным: экономия капиталовложений до 10 %, а длина коммуникаций снижается на 45 %, меньше затраты и на решение экологических проблем. Площадку для кустового бурения обычно располагают там, где по условиям рельефа местности затраты времени и средств будут минимальными. Характер расположения устьев скважин на кустовой площадке играет большую роль и при эксплуатации скважин. Бурить скважины на кустовой площадке можно различным количеством одновременно действующих буровых установок. Буровое и вспомогательное оборудование монтируется таким образом, чтобы при передвижении буровой установки от одной скважины к другой буровые насосы, приемные амбары и часть оборудования для очистки, химобработки и приготовления промывочной жидкости оставались стационарными до момента окончания строительства скважин на данном кусте. При строительстве скважин куста по результатам отклонения ранее пробуренных скважин от проектного положения необходима соответствующая корректировка проектов на бурение последующих скважин. Зона вокруг ствола скважины менее 1,5 м считается опасной с точки зрения встречи стволов. Если в процессе бурения выявляется, что возможно соприкосновение опасных зон двух скважин, бурение продолжают с соблюдением мер, исключающих повреждение обсадной колонны, или корректируют геометрические параметры ствола скважины. Если на плане горизонтальные проекции стволов пересекаются, необходимо определить вер-

тикальные глубины, соответствующие точке пересечения, и указать их. В ходе кустового освоения нефтяных месторождений буровая установка размещается на ограниченной территории по площади. Поэтому практика наклонного бурения показала, что наиболее рациональны два метода компоновки оборудования. По первому методу оборудование разделяют на две части – подвижную и стационарную. В этом случае не все буровое оборудование перемещается с точки на точку. Во втором случае по мере проводки скважин все буровое оборудование перемещают с точки на точку, включая циркуляционную систему, буровые насосы и т. д. На кустах с большими отходами в качестве насосов используют в основном электрические центробежные насосы, а также некоторые виды насосов с гидроприводом. Гидроприводные агрегаты также позволяют обеспечивать подачу ингибиторов, которые защищают от коррозии и парафинистых отложений. Это дает возможность совмещать две технологии: подготовку рабочей жидкости и подготовку нефти, что позволяет экономить на силовых линиях и существенно снизить экологические риски. Кустовые скважины могут быть как отдельными объектами обустройства промыслов, так и входить в состав технологических комплексов. Преимущества кустового бурения ощутимы даже на фоне его сложностей и недостатков.

К осложняющим факторам можно отнести:

- необходимость применения отклонителей с одинаковой интенсивностью искривления ствола скважины;
- повышенное внимание к навигационному обеспечению; первый замер углов искривления после зарезки осуществляют через 25 м, а в дальнейшем через каждые 50 м;
- контролирование расстояния между скважинами, под строгим соблюдением зенитного и азимутального углов с применением забойного ориентирования, основанного на использовании электронной техники;
- при увеличении числа скважин в кусте возрастание отклонения забоев от вертикали, увеличение длины стволов, что приводит к росту затрат на проводку скважин;
- консервирование пробуренных скважин до завершения бурения всех или части скважин куста по техническим причинам, что снижает темпы разработки.

На месторождении был сформирован самый большой куст на сегодняшний день в Беларуси, он насчитывает 14 нефтяных скважин. Их начали бурить осенью 2014 г., закончили в мае 2018 г. На строительство скважин, сгруппированных на близком расстоянии друг от друга, потребовалось четыре года и девять месяцев. На каждую из них – немногим более трех месяцев. Благодаря использованию современных установок отдельные объекты были пробурены в рекордные сроки. Так, скважина № 352 построена менее чем за 80 суток. Структура куста – 10 добывающих скважин и 4 используются для поддержания пластового давления. На локальных кустах скважины, как правило, располагают в форме веера во все стороны, что позволяет иметь на кусте максимальное количество скважин. На структурной карте кровли коллектора ланского горизонта Речицкого месторождения представлено именно такое расположение. Средний дебит одной скважины – 12 т в сутки. Весь куст дает по две цистерны в сутки; плюс попутный газ, его получают по 12–13 тыс. м³.

Однако, по оценке специалистов, кустовое бурение в Беларуси эффективно, полностью оправдано, а также актуален поиск вариантов его усовершенствования с учетом сложных геологических условий Припятского прогиба.

Литература

1. Сооружение и оборудование для кустового бурения скважин : справ. пособие / В. Г. Колчегин [и др.]. – М. : Недра, 1992. – 231 с.
2. Режим доступа: <http://gr.by> © Правда Гомель.
3. Конищев, В. С. Соляная тектоника Припятского прогиба / В. С. Конищев. – Минск : Наука и техника, 1975. – 150 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЯ СО ВСТРОЕННЫМ КЛАПАНОМ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫМ

В. А. Ермоленко

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Научный руководитель Ю. А. Андреевец

На предприятии ООО «Гидросила БЕЛАР» в частности и «Гидросила ГРУП» в целом при проектировании изделий производится технический расчет, анализ целесообразности применения материалов и сплавов, анализ технологичности и испытания готовой продукции. При проектировании новой продукции необходимо обеспечить требуемые характеристики, в том числе и для гидравлического распределителя, который проектируется в рамках дипломного проекта.

В гидравлических системах мобильных и технологических машин для регулирования изменения скорости и направления потока рабочей жидкости применяют гидравлические распределители. Динамические процессы в гидроприводе обуславливаются сжимаемостью жидкости, колебаниями давления и характером преодолеваемой нагрузки. Внутренние динамические процессы в самом распределителе, колебания элементов управления распределительной аппаратуры могут оказывать существенное влияние на его динамику и гидросистему в целом.

Динамический расчет распределителя проводится с целью выбора его параметров, обеспечивающих устойчивую работу, анализа возможных автоколебаний, оценки быстроты действия и погрешности регулирования, а также качества переходного процесса.

Для исследования динамики распределителя со встроенным клапаном предохранительным производим расчет передаточных функций. Исходные данные для расчета представлены в таблице.

Исходные данные

Название параметра	Обозначение	Числовое значение
Диаметр золотника	d_p	0,025 м
Давление, подаваемое на распределитель	p_0	0,55 МПа
Давление управления распределителя	p_1	0,35 МПа
Газовая постоянная для воздуха	R	287,14 Дж/(кг · К)
Абсолютная температура воздуха	T	293 К
Время открытия клапана	T_1	0,000411 с
Диаметр клапана	$d_{кл}$	0,006 м
Коэффициент расхода клапана	$\mu_{кл}$	0,61
Перепад давления на клапане	$\Delta p_{кл}$	4,8 МПа
Плотность жидкости	ρ	900 кг/м ³