УДК 622.276.56

С.В.ГАВРИЛОВ
Самарский государственный технический университет

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ ПРИ УСЛОВИИ СОХРАНЕНИЯ СТАРОГО СТВОЛА И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ДОБЫЧИ ИЗ НЕГО. ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ

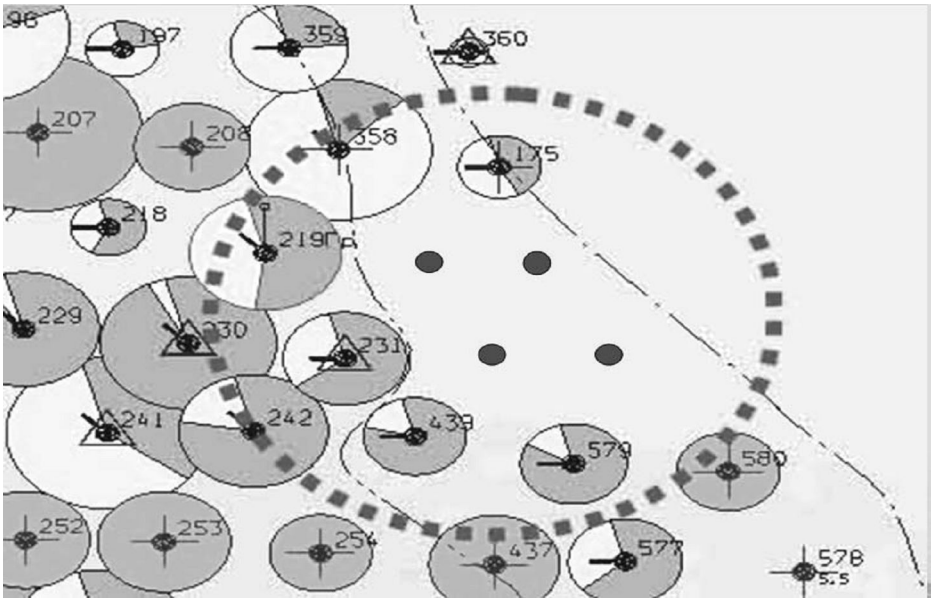
Практика освоения новых месторождений нефти и газа зачастую показывает, что фактический контур нефтеносности больше, чем предполагаемый. Вследствие этого в пределах месторождения устанавливаются зоны, которые находятся вне области дренирования. Подобная ситуация рассмотрена на примере месторождения нефти, расположенного в Западной Сибири. В качестве решения проблемы предложено область месторождения, не охваченную сеткой разработки, освоить путем строительства двух боковых ответвлений с горизонтальными участками взамен четырех наклонно-направленных скважин. Поэтапно рассмотрена технология бурения боковых ответвлений и вскрытия продуктивного пласта. Приведен обзор оборудования, применяемого при бурении боковых ответвлений и для заканчивания скважин с боковыми стволами. Показана экономическая целесообразность реализации проекта строительства боковых ответвлений.

The practice of new oil and gas field development often shows that the real oil-drainage boundary is larger than supposed one. On account of this the special zones are fixed in the area of oil field that are not in the area of drainage usually. The similar situation is considered by the example of oil field in Western Siberia. It was suggested to develop the area of field that was not covered with well spacing by means of construction of two lateral branches with horizontal sections instead of four deviated wells to solve this problem. The drilling technology of lateral branches and technology of tailing-in are considered by stages. A review of equipment that is used in drilling of lateral branches and in completion of wells with branch holes is given. The economical expediency of project realization of lateral branches construction.

Проблема выработки месторождений нефти и газа в процессе эксплуатации требует особого внимания в ситуации, когда в процессе эксплуатации выясняется, что контур нефтеносности месторождения больше, чем оцененный. В этом случае в пределах месторождения выявляются зоны, не попадающие в область дренирования.

Подобное положение выявлено на Биттемском месторождении нефти, приуроченном к локальному поднятию и расположенном в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В 1999 г. месторождение введено в эксплуатацию с применением трехрядной системы разработки и размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м.

Рассмотрим участок Биттемского месторождения, ограниченный скважинами 580; 439; 231; 219; 358; 175 и контуром нефтеносности. Этот участок расположен в водоохранной зоне оз. Пупилор. Для его разработки необходимо построить четыре добывающие скважины (см. рисунок).



Элемент карты разработки Биттемского месторождения

С целью сокращения затрат на строительство в водоохранной зоне вторичного обвалования кустовых площадок, четырех эксплуатационных скважин и технологических трубопроводов предлагается для вовлечения в разработку запасов нефти рассматриваемого участка пробурить боковые стволы с горизонтальными участками из ранее пробуренных скважин. Планируемые скважины 589; 590; 586; 587 расположим в водоохранной зоне под дном оз. Пупилор. Учитывая требования технологической схемы разработки месторождения и обеспечения максимального извлечения нефти, горизонтальные скважины целесообразно расположить в направлении от забоя проектируемой скважины 589 к скважине 590. Второй горизонтальный ствол должен быть направлен от скважины 586 к скважине 587. Точками входа в продуктивный пласт $АС_{11}$ приняты забои скважин 589 и 586. Забуривание боковых стволов производится из скважин 219 и 231.

Для проектирования профилей горизонтальных участков оценим пространственное положение продуктивного пласта и обсадных колонн. Выяснив положение пластов по линиям скважин 175 – 580; 359 – 358 – 579; 208 – 231 – 439, оценим положение продуктивного пласта по линии скважин 219 – 289 – 590 и по линии скважин 231 – 586 – 587. Для бокового ствола скважины 219 примем волнообразный профиль, состоящий из четырех участков, с целью вовлечения в разработку всех пропластков, для скважины 231 волнообразный профиль поделим на три участка. В этой скважине вскрывать все пропластки нецелесообразно, так как имеется вероятность встречи с подошвенной водой.

Строительство бокового ответвления по заданному профилю с учетом оставления работоспособным основного ствола скважины включает следующие основные этапы:

- установку на заданной глубине в эксплуатационной колонне разбуриваемой мостовой пробки, которая будет служить опорой извлекаемого клина-отклонителя;
- установку извлекаемого клина-отклонителя с ориентированием и последующим вырезанием «окна» в эксплуатационной колонне с углублением в породу на 10-12 м;
- частичную или полную замену солевого раствора во время углубления в породу на солевой биополимерный раствор ИКАРБ с высокой ингибирующей способностью фирмы «ИКФ-сервис», который будет использоваться в качестве промы-

вочной жидкости в интервале «окно» – продуктивный пласт. Выбор вида промывочной жидкости продиктован тем, что указанный интервал представлен склонными к гидратации глинами монтмориллонитовой группы, а продуктивный пласт – маломощными песчаниками с пропластками аргиллитов. Кроме того, содержание коллоидной фазы во время бурения (3-10 кг/м^3) позволяет обеспечить качественное вскрытие продуктивного пласта;

- бурение бокового ответвления, в том числе и горизонтального участка (оборудование: компоновка низа бурильной колонны – долото трехшарошечное, калибратор, телеметрическая система; бурильные трубы повышенной прочности, количество которых определяется исключением прохождения утяжеленной буровой трубы (УБТ) в интервал бокового ствола с зенитным углом более 80°; ясс гидравлический; УБТ);
- окончательный каротаж по достижении проектного забоя;
- проработка бокового ствола (оборудование: конический райбер; калибратор-расширитель; бурильные трубы повышенной прочности; ясс гидравлический);
- извлечение клина-отклонителя, разбуривание мостовой пробки;
- спуск хвостовика, оборудованного фильтром в интервале продуктивного пласта и крюком-подвеской с изоляционной муфтой в «окне» (третий уровень заканчивания скважин), так как вскрыты водоносные горизонты (необходима их изоляция), обсадка фильтром продуктивного пласта;
- крепление хвостовика тампонажным раствором;
- разбуривание оснастки хвостовика и замена биополимерного раствора в хвостовике на солевой;
- спуск воронки в основной ствол и замена водовытесняющей жидкости на солевой раствор;
- спуск электроцентробежного насоса.

Чистая текущая стоимость от реализации проекта строительства двух боковых стволов с горизонтальным участком в связи с экономией на капитальных затратах и повышением нефтеотдачи продуктивного пласта выше, чем при реализации проекта строительства четырех наклонно-направленных скважин.

Научный руководитель ст.преп. *С.В.Воробьев*