

**ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ
В УСЛОВИЯХ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
ПЛАСТА Т+ФМ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

О.Ю. САВЕЛЬЕВ

Науч. рук. – проф. А.С. Флаас

Пермский государственный технический университет

Проанализирован опыт проведения радиального бурения. С учетом особенностей геологического строения предложена методика обоснования глубины и направления заложения стволов радиального бурения.

Фаменско-турнейские карбонатные отложения являются перспективным объектом разведки, добычи нефти и газа во многих регионах России, в том числе Урало-Поволжья. Разработка залежей нефти, приуроченных к органогенным постройкам среднепозднедевонского возраста, зачастую сопровождается рядом серьезных осложнений (преждевременное обводнение добываемой продукции, резкое снижение продуктивности добывающих скважин, низкая эффективность систем ППД и т.д.), обуславливающих неравномерную выработку запасов. Наиболее остро эти проблемы проявились в Пермском Прикамье на месторождениях, приуроченных к Соликамской депрессии, на территории которой открыто 29 нефтяных и газонефтяных месторождений [1].

Основными причинами осложнений являются: высокая расчленённость продуктивных отложений (по причине резкой фациальной изменчивости слагающих пород); развитие порово-кавернозных, порово-трещиноватых и трещинно-кавернозных типов коллекторов.

По результатам изучения кернового материала и интерпретации данных ГИС в интервале верхнедевонско-турнейского нефтегазоносного комплекса на месторождениях выделены и прокоррелированы следующие пласты: турнейский (пачки Т₁ и Т₂), фаменский (пачки Ф_{м1}, Ф_{м2}, Ф_{м3}) и франский (пачка Фр).

В продуктивной части разрез франско-фаменского рифогенного массива представлен (рис. 1, 3):

- ◆ собственно рифогенными образованиями – фация Рифовый гребень;
- ◆ зарифовыми отложениями, имеющими слоистое строение – фация Зарифовое мелководье;
- ◆ образованиями внешнего склона – фация Рифовый склон.

Пачки известняков (Φ_{M1} , Φ_{M2} , Φ_{M3} , Φ_r), отложенных в разнофациальных условиях, хорошо коррелируются между собой, но они имеют разные коллекторские пропластки, которые между собой не сопоставляются [2].

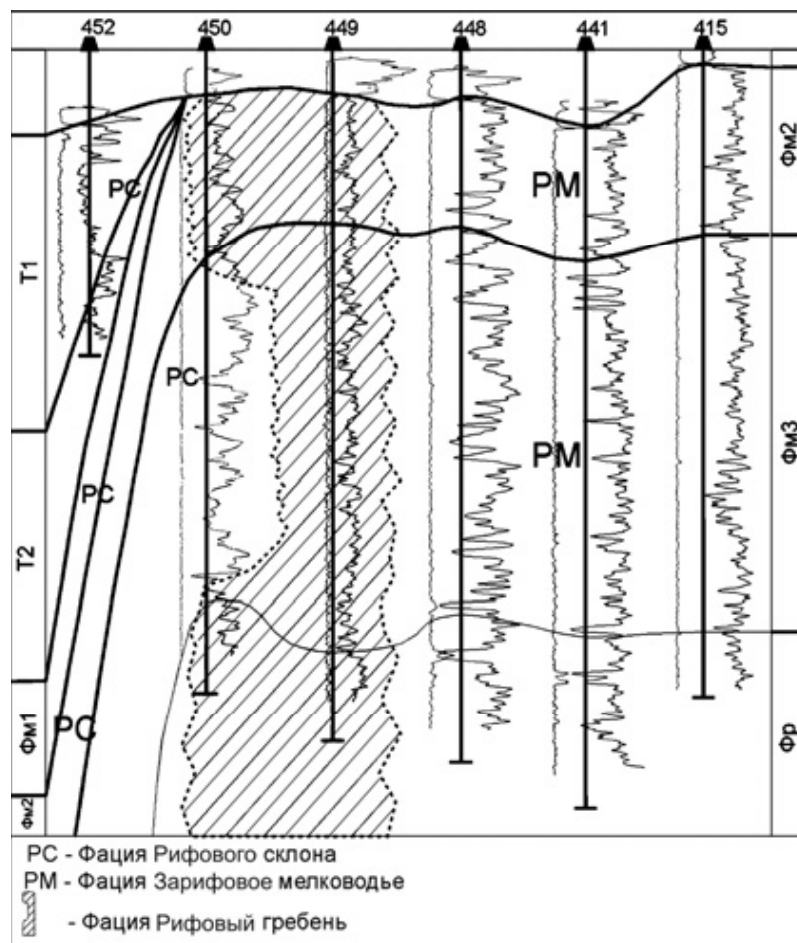


Рис. 1. Фациальный профиль турнейско-фаменских отложений. Озерное месторождение

Отложения турнейского возраста, формирующие структуру облекания, представлены глинистыми известняками с прослоями аргиллитов. Вследствие перерыва в осадконакоплении на месторождении в сводовой части структуры отложения отсутствуют. Коллектора в турнейских отложениях развиты только на западном склоне поднятия.

Наиболее продуктивными являются отложения турнейского возраста и фаменские отложения зарифового мелководья и рифового склона. Стоит отметить, что для отложений зарифового мелководья и рифового склона характерно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в юго-восточном направлении, обусловленное особенностями осадконакопления. Коллектор рифового гребня характеризуется низкими значениями пористости, сильно развита трещиноватость и кавернозность.

На рис. 2 приведен характер изменения дебита жидкости по различным фациальным зонам. Как видно из рисунка, для скважин, расположенных в пределах фации рифового гребня, характерна следующая динамика – после пуска скважин в работу наблюдаются высокие суточные дебиты (от 30 до 60 м³/сут), затем резкое падение до 1,5–15 м³/сут, текущий среднесуточный дебит жидкости добывающих скважин составляет 5 м³/сут. Скважины, расположенные в пределах зарифового мелководья, работают с постоянным (либо незначительно снижающимся) дебитом жидкости. При этом по скважинам дебит жидкости изменяется в широком диапазоне от 40 до 100 м³/сут, в среднем составляя 44 м³/сут. Фация рифового склона представлена турнейскими отложениями (за исключением нескольких скважин, где вскрыты только фаменские отложения). По всем скважинам, эксплуатирующим турнейскую залежь, наблюдается следующая закономерность: добыча жидкости плавно снижалась до 2006 г., после чего наблюдается резкое увеличение, обусловленное вводом на пласт Т четырех нагнетательных скважин.

Динамику дебита жидкости скважин, расположенных в пределах фации рифового гребня, можно объяснить с двух позиций:

1. Высокая начальная продуктивность добывающих скважин обусловлена включением в работу высокопроницаемых трещинных интервалов. Последующее падение связано со снижением пластового давления и, как следствие, уменьшением охвата разреза трещиноватостью, включающаяся в работу низкопоровая матрица не смогла поддерживать добычу на прежнем уровне, что и привело к резкому падению дебитов скважин;

2. Скважины имеют ограниченную зону дренажа, что обусловлено фациальной неоднородностью рифогенного массива; вследствие этого скважины в первые месяцы после пуска отбирали запасы в близлежащих зонах пласта, что позволяло получать высокие дебиты, далее в условиях низкой гидродинамической связи с удаленной зоной пласта продуктивность скважин резко снижалась.

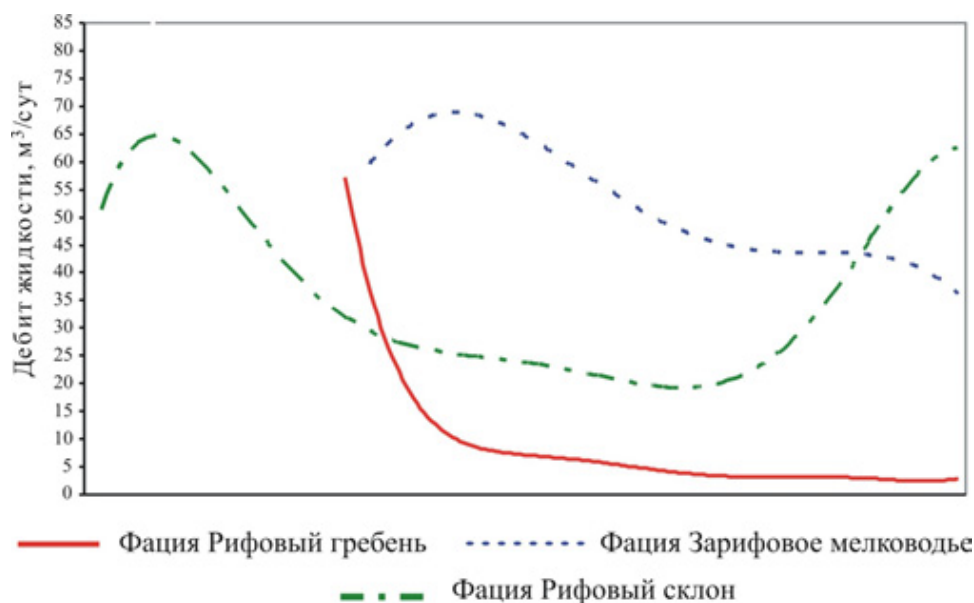


Рис. 2. Динамика дебита жидкости по различным фациальным зонам. Озерное месторождение

Такая неблагоприятная динамика дебитов по значительному числу скважин диктует необходимость проведения различных мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта. Рифовый гребень [1, 2] представляется массивным геологическим телом, обладающим низкопористым и крайне невыдержанным коллектором. Следовательно, необходимо проводить мероприятия, направленные либо на преодоление латеральной неоднородности коллектора (таких как кислотный гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов с горизонтальным проложением), либо на выход из данной зоны (бурение боковых стволов, радиальное бурение).

В данной статье будет рассмотрен вариант, направленный на выход из низкопродуктивной зоны, а именно радиальное бурение. Радиальное бурение – это метод увеличения нефтеотдачи пласта, основанный на бурении боковых стволов малого диаметра, глубина проникновения

достигает 100 м. Движение стволов по пласту не координируется. Считается, что бурение ведется под прямым углом к оси скважины.

На Озерном месторождении (пласте Т+Фм) радиальное бурение было проведено в двух скважинах № 51 и 37 (см. рис. 3). Стоит отметить, что на момент проведения работ отсутствовала технология ориентирования резки ствола (на данный момент эта технология имеется и внедрена на производстве). Таким образом, направления, в которых производилась резка стволов в скважинах № 37 и 51, а соответственно и направление бурения, мы можем оценивать только по ряду косвенных признаков.

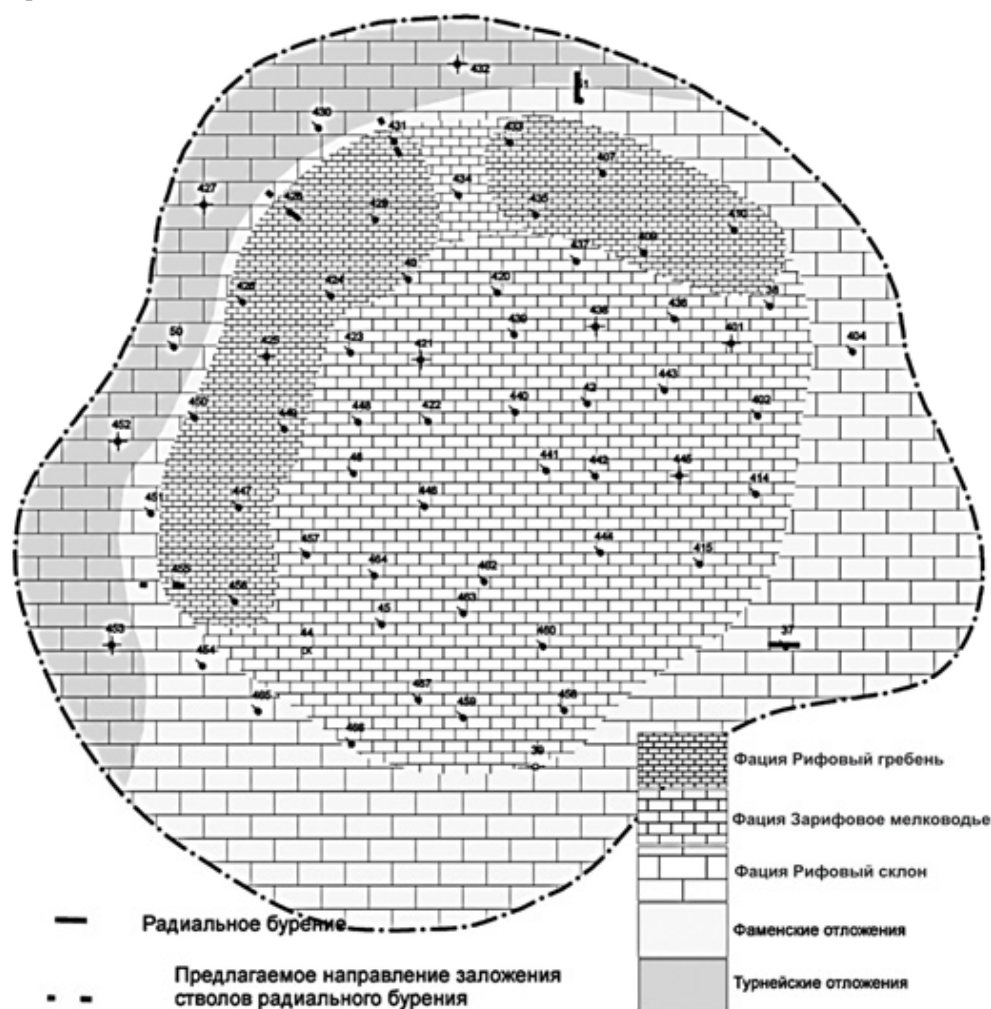


Рис. 3. Фациальная схема фаменских отложений.
 Озерное месторождение

В скважине № 51 (рифовый склон) было зарезано 2 ствола, в результате чего дебит скважины по нефти изменился с 2 т/сут до 53 т/сут. В скважине № 37 (рифовый склон) после проведения радиального бурения прирост нефти составил 1,5 т/сут (с 1 до 2,5 т/сут). Для последующей постановки работ требуется рассмотреть возможные причины получения эффекта на одной скважине и отсутствия его на другой. Обе скважины вскрыли низкопродуктивный разрез. На момент проведения работ пластовое давление в районе скважин было крайне низким (около 10 МПа, при давлении насыщения около 11 МПа). Перед проведением радиального бурения на скважинах неоднократно проводились не дававшие эффекта многообъемные кислотные обработки. По всей видимости, успешность работ определялась возможностью выхода из низкопродуктивных зон коллектора.

Наиболее вероятной причиной получения значительного эффекта на скважине № 51 является выход стволов из фаменских отложений в турнейские, что подтверждается ростом статического уровня (среднее пластовое давление в турнейских коллекторах выше, чем в фаменских на 2–3 МПа). Дело в том, что пласт Т+Фм характеризуется значительными углами падения крыльев, что позволило при субгоризонтальной проводке ствола выйти из фаменских отложений. Скважина № 37 расположена на восточном пологом борту структуры, что при низкой нефтенасыщенной толщине и большом количестве нефтенасыщенных пропластков затрудняет попадание стволов радиального бурения в коллектор, тем более что высокопродуктивная зона расположена на значительном расстоянии от скважины.

Принимая во внимание вышеописанные обстоятельства, для ряда низкопродуктивных скважин (см. рис. 3), расположенных в пределах рифового гребня, были обоснованы глубины заложения и направление зарезки стволов радиального бурения.

В основу было положено представление о распространении коллекторов, изменчивости их фильтрационно-емкостных свойств. Направление заложения радиального бурения определяется необходимостью выхода из отложений рифового гребня, поэтому по всем скважинам предложено зарезаться в сторону рифового склона. При расчете глубин заложения для избежания попадания в водонасыщенную часть пласта или выхода из пласта учтены положения ВНК и кровли пласта. По ближайшим скважинам, по результатам интерпретации данных ГИС и ПГИ, выделены пакки наиболее перспективных коллекторов, их развитие было спрогнозировано с учетом понимания особенностей осадконакопления, после чего были обоснованы глубины заложения стволов радиального бурения.

На рис. 4 приведен пример обоснования глубин заложения радиального бурения в скважине № 455. В результате проведения работ планируется выйти в высокопродуктивную зону пласта, коллекторские свойства которой аналогичны району скважины № 451 (которая работает с дебитом 68 т/сут). По результатам расчетов в скважинах № 428 и 431 возможен выход в турнейские отложения. Таким образом, планируемый прирост добычи будет сопоставим приросту по скважине № 51.

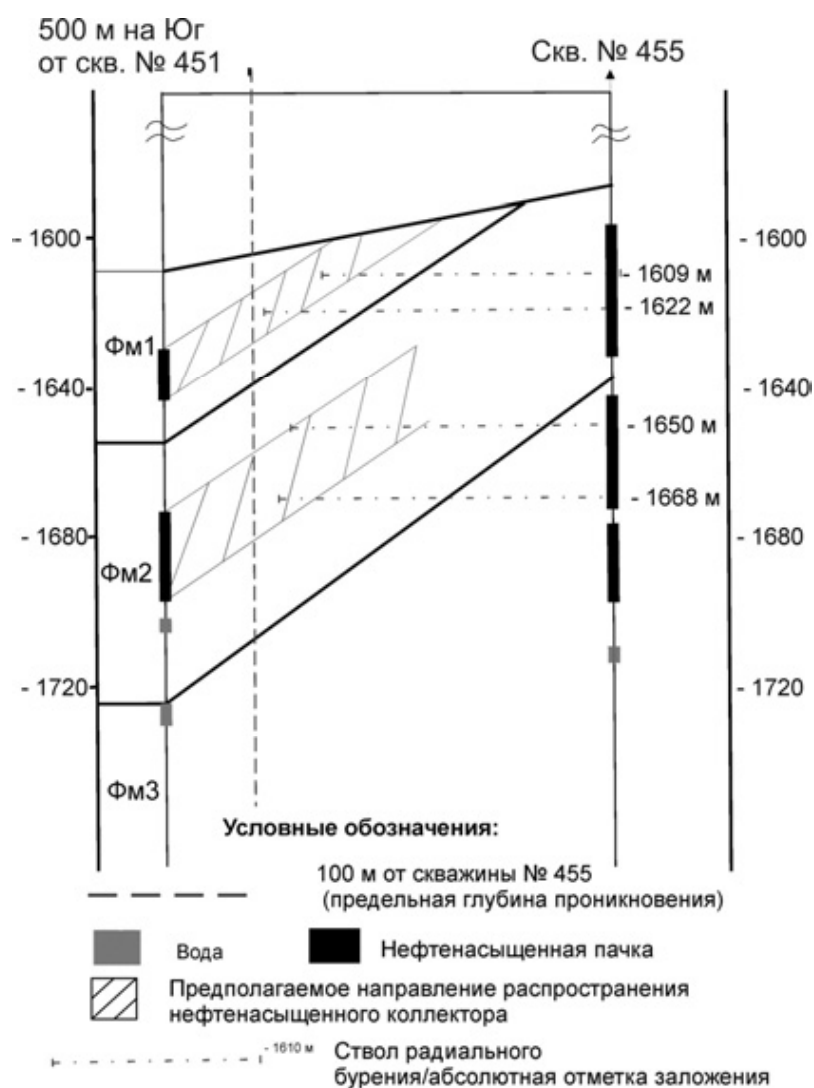


Рис. 4. Пример обоснования глубин заложения радиального бурения в скважине № 455

Список литературы

1. Некрасов А.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений / А.С. Некрасов. – Пермь, 2006.
2. Сташкова Э.К. Комплексные исследования в практике геологического моделирования внутреннего строения карбонатных резервуаров / Э.К. Сташкова // Природные ресурсы. – Пермь, 2006. – № 3. – С. 101–110.