

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА БС<sub>10</sub><sup>0</sup> НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СУРГУТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (ХМАО)**

**А.И. Бахлюстов**

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Несмотря на тенденцию получения дополнительной добычи нефти на высоком уровне и сохранения ее на длительный период, основная роль остаётся за традиционными хорошо отработанными методами воздействия на пласты, такими как воздействие на призабойную зону пластов, ГРП, гидродинамические и потоковыравнивающие методы, бурение боковых стволов и др.

Эти методы по своей технико-экономической эффективности являются наиболее перспективными и поэтому в первую очередь усилия будут направлены на расширение объемов их применения до оптимально необходимого максимума.

Цель данной работы – изучить особенности геологического строения продуктивного пласта мегийонской свиты и оценить эффективность проводимых мероприятий по увеличению нефтеотдачи на примере одного из месторождений, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе.

Объектом исследования является нефтяное месторождение, которое относится к Сургутскому НГР Среднеобской НГО Западно-Сибирской НГП. Согласно тектоническому районированию, месторождение находится на территории северо-западного склона Сургутского свода.

Геологический разрез месторождения характеризуется широким этажом нефтеносности – начиная с отложений юрского возраста и заканчивая нижнемеловыми осадками. Нефтяные залежи выявлены в пластах Ю<sub>2</sub> (тюменская свита), Ю<sub>1</sub> (васюганская свита), Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub> (ачимовская толща), БС<sub>10</sub><sup>0</sup> (мегийонская свита). Рассмотрим более детально продуктивный пласт мегийонской свиты.

Фациальный анализ обстановок осадконакопления и выделение фациальных типов пород проводились по керновым данным на основе детального изучения текстурно-структурных особенностей и последовательности залегания различных типов пород, с привлечением электрометрических моделей фаций. Кроме того, для оценки обстановки осадконакопления применялась динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова.

Отложения пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> сформировались в прибрежной части неокомского морского палеобассейна в регрессивную стадию осадконакопления. В литологическом отношении пласт БС<sub>10</sub><sup>0</sup> представлен неравномерным чередованием прослоев песчаников и алевролитов с глинистым и глинисто-карбонатным цементом, и алевроглинистых пород.

По генезису песчано-алевритовые породы пласта относятся к комплексу прибрежно-морских отложений, с характерными для них линейно-вытянутыми аккумулятивными телами. В пределах исследуемого месторождения продуктивность пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> связана с песчано-алевритовыми отложениями сложно построенного неравномерно развивавшегося вдольберегового бара (серии перекрывающих друг друга баровых тел).

Распределение литологических разновидностей пород по площади и разрезу обусловлено условиями формирования отложений пласта, которые будут рассмотрены ниже. Песчаники и алевролиты сильно отличаются по распределению глинистого материала. Наряду с песчано-алевритовыми породами с рассеянной глинистостью, значительную часть разреза занимают породы с текстурной глинистостью. Помимо глинистого материала роль цемента выполняют вторичные карбонатные минералы – кальцит и доломит, в отдельных прослоях они выступают как основной цементирующий материал. Прослои с карбонатным цементом достаточно хорошо выдержаны по площади, несмотря на относительно небольшие толщины отдельных прослоев. Алевроглинистые породы формировались в периоды снижения гидродинамической активности палеоморя. Такое представление об условиях образования пород этого пласта подтверждается динамогенетической диаграммой Г.Ф. Рожкова.

По результатам анализа пород-коллекторов пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> выделены два основных литолого-петрофизических типа: песчаники и алевролиты с рассеянной глинистостью; алевролиты и песчаники с рассеянной и текстурной глинистостью; в породах-неколлекторах также выделено два типа: аргиллиты, глинистые алевролиты и песчаники; песчаники и алевролиты с карбонатным цементом.

Горизонт БС<sub>10</sub> в песчаных фациях представлен только пластом БС<sub>10</sub><sup>0</sup>, который при корреляции был разделен на два подсчетных объекта: БС<sub>10</sub><sup>0(ВЕРХ)</sup> и БС<sub>10</sub><sup>0(НИЗ)</sup>. Для пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> можно выделить три типа разреза: первый тип – западная и северо-западная часть объекта, где оба пласта являются коллекторами; второй тип – юго-запад объекта и линия перегиба палеорельефа в центре объекта, где оба пласта глинизируются; третий тип – восточная часть объекта, где распространен только БС<sub>10</sub><sup>0(ВЕРХ)</sup>.

Нефтенасыщенные коллекторы пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> находятся в пределах первого типа разреза. В структурном плане основные залежи пластов БС<sub>10</sub><sup>0(НИЗ)</sup> и БС<sub>10</sub><sup>0(ВЕРХ)</sup> совпадают.

Общая толщина пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> изменяется в диапазоне 13,8-33,2 м, в среднем составляет 16,4 м. Максимальные значения эффективных нефтенасыщенных толщин приурочены к центральным частям залежей – диапазон значений от 6,0 до 30,4 м, в среднем толщина составляет 17,7 м. Пористость составляет 18-20%, проницаемость – 0,009-0,041 мкм<sup>2</sup>.

Стоит отметить, что нижняя часть пласта обладает худшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), в связи этим, на изучаемом месторождении к трудноизвлекаемым относится большая часть запасов нефти.

С целью восстановления и улучшения ФЕС пород призабойной зоны пласта проводят работы по интенсификации притока, за счет увеличения их проницаемости, снижения вязкости флюидов и снижения темпов обводнения добывающих скважин.

## СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

Проницаемость призабойной зоны пласта улучшают путем искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов, путем увеличения трещиноватости пород, а также путем удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов.

Наиболее распространенным методом влияния на призабойную зону пласта и повышения нефтеотдачи является гидравлический разрыв пласта (ГРП). В результате проведения ГРП образуется система глубокопроникающих трещин длиной до 50-100 м, увеличивающих дренируемую зону скважин и повышающих производительность скважин. Успешность проведения ГРП – 85%, продолжительность эффекта составляет 3-5 лет.

Кратное повышение эффективности разработки месторождений может быть достигнуто выравниванием профиля притока добывающих скважин. Для этого необходимо селективное изменение продуктивности отдельных прослоев с увеличением в наименее проницаемых из них приведенного радиуса скважины выше его физического значения. Наиболее эффективным путём достижения этой цели для пласта БС<sub>10</sub> месторождения является селективный гидравлический разрыв пласта.

Необходимым условием селективного ГРП является обеспечение начала развития трещины в заданном интервале толщины пласта. В скважине с равномерной перфорацией по всей толщине пласта начало развития трещин происходит в пропластках с наименьшей механической прочностью, чаще всего в наиболее проницаемых прослоях с наименьшим «скин-фактором». Поэтому при проведении селективных ГРП необходимо создать условия, ограничивающие возможность развития трещин через эти интервалы, и при необходимости создавать в них трещины в последнюю очередь.

Селективный ГРП проводился после вскрытия только интервала залегания нижней части пласта БС<sub>10</sub> и в последующем проводилась дополнительная перфорация верхней части пласта; проведение последующего ГРП в верхней части пласта планируется после проведения исследований скважины, продолжительного наблюдения за режимом ее работы и построения характеристик.

На исследуемом месторождении за все время разработки было проведено свыше 129 ГРП, получено более 3,5 млн. тонн дополнительно добытой нефти. Свыше 98% ГРП характеризуются как высокоэффективные: величина потенциальной дополнительной добычи превышает 5 тыс. тонн, в более чем 90% скважин величина потенциальной дополнительной добычи нефти превышает 10 тыс. тонн.

Примечательно, что тенденции к изменению средней добычи за безводный период для вертикальных скважин и скважин с ГРП не отмечается. Это показывает, что ориентация трещин ГРП также способна оказать влияние на режим дренирования пласта БС<sub>10</sub>. Из приведенных зависимостей следует, что создание трещин ГРП не приводит к заметному ухудшению режима вытеснения практически на всех участках.

Создание оптимальной трещины в пласте при ГРП приводит к устранению негативного влияния скин-фактора и увеличению приведенного радиуса скважины.

Анализ режимов работы скважин с ГРП и соседних добывающих скважин показывает, что продуктивность скважин с ГРП более чем в 1,5 раза выше, чем у ближайших вертикальных, и более чем на 20% выше, чем у горизонтальной. Полученные данные показывают, что проведение ГРП со стороны наименее проницаемого интервала пласта обеспечивает достижение продуктивности, превышающей средние показатели, получаемые при традиционных способах проведения ГРП в скважине с перфорацией по всей толщине продуктивного пласта. Вместе с тем, для однозначного определения степени эффективности селективных ГРП необходимо провести следующий этап гидроразрыва в верхних прослоях при предварительной изоляции ранее вскрытого ГРП интервала (нижняя пачка).

Проведение селективных ГРП наиболее эффективно при их совмещении с процессом вторичного вскрытия пласта, когда последовательно снизу вверх происходит перфорация отдельных интервалов ствола скважины с последующим проведением через вскрытый интервал ГРП, а ранее перфорированные нижние зоны присыпаются мелким песком, блокирующим возможность поступления в них нагнетаемой жидкости и повторное развитие трещины. По окончании селективных ГРП выполняется дострел не вскрытых интервалов пласта. Проектирование технологии селективных ГРП проводится для выделенных интервалов как независимых друг от друга и находящихся в толще глинистых экранов. Проведение последовательных селективных ГРП, в перфорированных по всей высоте пласта действующих скважинах, возможно при условии надежного ограничения поступления жидкости в пласт через интервал ранее проведенного гидроразрыва. Наиболее просто и надёжно это решается при проведении разрывов снизу вверх и с присыпкой песком забоя скважины до нижних перфорационных отверстий обрабатываемого интервала.

Полученные результаты подтверждают перспективность селективного ГРП в скважинах неоднородных расчлененных пластов большой толщины. Показано, что высокие показатели добычи могут быть достигнуты проведением гидравлического разрыва пласта через предварительный узкий интервал перфорации, произведенного в наименее проницаемой части пласта с последующим дострелом остальной части его толщины.

Результаты проведенных испытаний показали, что при инициации трещины из наименее проницаемого прослоя пласта происходит ее распространение в наиболее проницаемые прослои, закрепление трещины при этом происходит без распада сплошности по высоте, что обеспечивает впоследствии эффективное дренирование всех прослоев пласта.

### Литература

1. Матвеев С.Н., Габдрафиков Р.Т. и др. Справочная книга по добыче нефти НГДУ «Комсомольскнефть». – Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2002. – 364 с.