

# ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ПЛАСТА БС<sub>10</sub> СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ СУРГУТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Ускоренные темпы развития нефтедобывающей промышленности в Западной Сибири требуют интенсивного поиска новых месторождений. Большая роль при этом отводится северной части Сургутского нефтегазоносного района, где в последние годы происходит резкое наращивание объемов глубокого бурения. В пределах рассматриваемой территории глубокое бурение проводилось на 35 площадях. Подавляющее количество залежей нефти, выявленных на этих структурах, связано с пластами БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub>. Из общего количества залежей, открытых в северной части Сургутского и южной части Губкинского нефтегазоносных районов, 35% приходится на пласт БС<sub>10</sub>. Залежи нефти, выявленные в этом пласте, приурочены либо к сводовым частям локальных поднятий (пластово-сводовые), либо к их склонам (литологически экранированные). Кроме того, часто встречаются залежи углеводородов, в формировании которых, наряду с тектоническим фактором, не меньшую роль играет литологический.

Такие залежи обычно связаны с группой локальных поднятий, а литологический экран, способствующий удержанию углеводородов, имеет локальный характер. Залежи нефти подобного типа нами отнесены к пластовым сводовым с частичным литологическим ограничением [1]. Примером является залежь прослоя БС<sub>10</sub><sup>2</sup> Ягунского месторождения. В пределах исследуемого региона почти все выявленные залежи нефти контролируются главным образом литологическим экраном, т. е. связаны с ловушками выклинивания. Прогноз таких залежей возможен на основе изучения закономерностей распространения продуктивных пластов, условий их формирования, что достигается с помощью детальной корреляции разрезов и построения литолого-палеогеографических карт [2]. Выявленные закономерности в распространении продуктивных пластов и размещении в них залежей нефти явились основой для разработки методических приемов, позволяющих прогнозировать новые скопления углеводородов на тех площадях, где еще не проводилось глубокое бурение.

Сущность таких методических приемов сводилась к следующему. Для пласта строилась региональная структурная карта с учетом результатов сейсмических исследований и глубокого бурения на которой показаны:

- а) зоны распространения пород-коллекторов пласта;
- б) литологический состав пласта и изменение его по площади;
- в) мощность пласта и пород-коллекторов, изменение их по площади;
- г) региональная граница выклинивания пород-коллекторов;
- д) отдельные локальные зоны, в пределах которых отсутствуют проницаемые разности пласта;
- е) водонефтяные контакты по уже открытым залежкам.

Выявление ловушек литологически экранированного типа производится путем пересечения границ выклинивания пласта со структурной его поверхностью, а перспективность ловушки определяется исходя из гипсометрического положения ее по отношению к ВНК на соседних месторождениях [3].

Имеющийся фактический материал о распространении залежей нефти, связанных с пластами БС<sub>10</sub>—БС<sub>11</sub> на рассматриваемой территории, свидетельствует о том, что практически нет таких скоплений нефти, где бы рядом с ними (или в их пределах) не существовали зоны выклинивания пород-коллекторов конкретного пласта. Выявление и картирование таких зон является первоочередной задачей при прогнозировании залежей нефти, связанных с литологическими экранами.

Пласт БС<sub>10</sub> в пределах рассматриваемой территории в песчаных фациях имеет неповсеместное распространение. Региональная граница выклинивания песчаников проходит вдоль восточного склона Венглинского вала, сводовых частей Кочевского, Верхненадымского, Якутинского, Восточно-Хеттинского, Семиеганского, Среднехеттинского поднятий (рис. 1). Восточнее этой границы пласт БС<sub>10</sub> в основном сложен песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и глин. Песчаники серые, мелкозернистые, аркозовые, среднесцементи-



Рис. 1. Карта перспектив нефтеносности пласта  $BC_{10}$  северной части Сургутского нефтегазоносного района. Локальные поднятия: 1 — Ягунское; 2 — Дружное; 3 — Холмогорское; 4 — Пульпуяхская группа поднятий; 5 — Янгтинское; 6 — Новопурпейское; 7 — Комсомольское.

Условные обозначения: 1 — изогипсы кровли пласта  $BC_{10}$ ; 2 — скважины, вскрывшие пласт; 3 — зоны отсутствия песчаников пласта  $BC_{10}$ ; 4 — ВНК, установленный или предполагаемый; 5 — перспективные площади.

рованные, однородные, реже с горизонтальной и косоволнистой слоистостью за счет намывов углисто-слюдистого материала, с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Иногда среди песчаников встречаются слои и линзочки глин темно-серых, мощностью от нескольких миллиметров до 0,5—1,0 см. Слоистость песчаников часто нарушена ходами червей-иллоедов. Для пласта характерен циркон-гранатовый с магнетит-ильменитом комплекс аксессуарных минералов. Мощность песчаников пласта  $BC_{10}$  достигает 30 м. В пределах развития пласта в песчаных фашиях существуют отдельные зоны субмеридионального простирания, в которых он сложен маломощными, сильно глинистыми алевролитами. В большинстве случаев такие зоны расположены в сводовых частях

поднятий и локализуются как в пределах одной структуры, так и на ряде смежных поднятий. Размеры зон изменяются от 3 до 10 км по короткой оси и от 8 до 40 км — по длинной.

Детально изучен пласт  $BC_{10}$  в центральной части исследуемой территории (Ягунское, Холмогорское, Суторминское месторождения), где он разделяется на два проницаемых пропластка: верхний —  $BC_{10}^1$  и нижний —  $BC_{10}^2$ . Такое четкое деление характерно для центральной и восточной частей Ягунского поднятия, где верхний пропласток отделяется от нижнего глинами мощностью от 3 до 6 м. Суммарная мощность песчаников верхнего пропластка изменяется от 3 до 7 м, нижнего от 2 до 10 м. В северном направлении происходит постепенное сокращение мощности глин, разделяющих пропластки  $BC_{10}^1$  и  $BC_{10}^2$ , и на северной периклинали Ягунского поднятия выделяется единое песчаное тело, соответствующее пласту  $BC_{10}$ , мощностью до 22 м (скв. 52, 95, 87). В южной части поднятия песчаники пропласта  $BC_{10}^2$  полностью выклиниваются и здесь выделяется только верхний пропласт пласта мощностью 5—7 м. Песчанность пласта  $BC_{10}$  Ягунского месторождения изменяется от 40 до 83%. Наибольшие ее значения установлены в пределах северной части поднятия (скв. 51, 52). Отмечается концентрическое распределение песчанности в пределах Ягунской площади с убыванием ее от сводовых и крыльевым частям поднятий. Среднее значение медианного диаметра зерен для пласта составляет 0,004, коэффициент отсортированности изменяется от 1,36 до 3,16 при среднем значении 2,118.

Сортировка песчаного материала и коллекторские свойства пласта чаще всего ухудшаются от кровли к подошвенной его части. Открытая пористость песчаников пласта  $BC_{10}$  Ягунского месторождения составляет 19,6%, проницаемость 49,4 мД. Примерно такие же литолого-минералогические характеристики пласт  $BC_{10}$  имеет и на других площадях центральной части исследуемого региона (Холмогорская, Итурская, Пульпуяхская) с той лишь разницей, что незначительно изменяются процентное содержание отдельных параметров и распределение их в пределах поднятий. Так, на Суторминском месторождении песчанность пласта  $BC_{10}$  изменяется от 0,11 до 0,95, средний диаметр зерен от 0,07 до 0,14 мм. Максимальные значения данных параметров установлены в юго-западной части месторождения (скв. 54, 53). Связи между современным структурным планом и распределением этих параметров по площади не установлено.

На Янгтинской площади песчанность пласта  $BC_{10}$  изменяется от 0,06 до 1,00, а средний диаметр зерен от 0,05 до 0,19 мм. Максимальные значения этих параметров приурочены к северной ча-

сти месторождения (скв. 204, 238, 213, 203). В распределении песчаности здесь отмечается концентрическая зональность с убыванием параметра к крыльевым частям складки.

Залежи нефти, связанные с пластом БС<sub>10</sub>, установлены на Ягунском, Холмогорском, Суторминском, Муравленковском, Крайнем, Восточно-Пякутинском, Коголымском месторождениях. Кроме того, получены признаки нефтеносности на Восточно-Ягунском, Северо-Пямалияхском и Верхненадымском поднятиях. Из всех выявленных залежей две являются пластовыми сводовыми, пять — литологически экранированными и три — пластовыми сводовыми с частичным литологическим ограничением.

Из анализа положения ВНК по открытым залежам нефти в пласте БС<sub>10</sub> становится очевидным ступенчатое его погружение с востока на запад. В этом же направлении происходит и погружение структурной поверхности пласта БС<sub>10</sub>. Более сложная закономерность в положении ВНК установлена в пределах северной части Сургутского свода и Северо-Сургутской моноклинали, где отмечается погружение ВНК с юга на север, а в пределах южной части Танловского мегавала установлен наклон в обратном направлении (табл. 1).

Таблица 1

Месторождение, площадь	ВНК месторождения, м	Абс. отм. сводовой части пласта, м
Икилорское	2280	2257
Ягунское	2296	2264
Холмогорское	2425	2409
Суторминское	2540	2493
Муравленковское	2487	2465
Верхнепурпейская	2475	2460

Из таблицы видно, что погружение или подъем структурного плана поднятия происходит значительно медленнее, чем изменение положения ВНК.

Учитывая отмеченные особенности строения и площадного распространения

пласта БС<sub>10</sub>, его структурно-тектонический план и выявленные закономерности в положении ВНК, мы выделили наиболее перспективные участки, в пределах которых могут быть открыты залежи нефти как пластово-сводового, так и литологически экранированного типа.

Перспективные участки, связанные региональной границей выклинивания пласта, приурочены к восточным склонам Западно-Конитлорского, Верхненадымского, Пякутинского, Восточно-Хеттинского, Семиганского, Среднехеттинского поднятий.

К числу перспективных можно отнести поднятия, расположенные вблизи региональной границы выклинивания пласта (Северо-Соколиное, Соколиное, Малопякутинское), где предполагается открытие залежей нефти пластово-сводового типа.

Залежь нефти литологически экранированного типа, контролирующаяся локальной зоной выклинивания песчанков пласта БС<sub>10</sub>, прогнозируется в пределах восточной части Романовского поднятия.

К перспективным площадям необходимо отнести Южно-Пурпейское, Восточно-Умсейское, Северо-Умсейское, Отдельное, Восточно-Ягунское, Кустовое поднятия, где прогнозируется открытие залежей нефти пластово-сводового типа.

Проведение поисково-разведочных работ на перечисленных площадях позволит подготовить в северной части Сургутского нефтегазоносного района значительные запасы нефти.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Дешеня Н. П. Перспективы нефтеносности пласта БС<sub>10</sub> северо-восточной части Сургутского свода. Труды ЗапСибНИГНИ, 1983, с. 35—38.
2. Основные направления поисково-разведочных работ в центральных районах Среднего Приобья. Труды ЗапСибНИГНИ, 1979, вып. 145, с. 126—130. Авт.: А. П. Соколовский, В. Г. Елисеев, Н. П. Дешеня и др.
3. Соколовский А. П. Палеогеографические критерии размещения залежей нефти в юрских и неокотских отложениях Среднего Приобья. Труды ЗапСибНИГНИ, 1979, вып. 145, с. 5—18.