

Оригинал	Перевод
<p>The reservoir development strategy is presented in Table 4.2. Two cases are described; one case is the Rosneft Base case which is a conservative case, and the other case is the optimized case from the project group. Note that the same reservoir model is used. The differences are residual oil saturation (20% in PG model and 32% in the Rosneft base case), well spacing (200 vs. 300 m), well lengths in west (1500 m vs 2000 m) and minimum oil producer bottom hole pressure (70 bar vs. 80bar).</p>	<p>Стратегия развития коллектора представлена в таблице 4.2. Рассматриваются два случая. Первый – базовый (он же консервативный) случай компании «Роснефть». Второй – оптимизированный случай проектной группы. Следует отметить использование одной и той же модели коллектора. Различие имеется в таких параметрах как остаточная нефтенасыщенность (в модели проектной группы и базовом случае «Роснефти» – 20% и 32% соответственно), площадь дренирования на скважину (200 м и 300 м), протяженность скважины на запад (1 500 м и 2 000 м) и минимальное давление на забое нефтедобывающей скважины (7 МПа и 8 МПа).</p>
<p>Reservoir pressure maintenance is by full voidage replacement, produced water re-injection (PWRI) is the main production strategy for the full field development. Injection water will be a mix of associated production water from oil production wells and water from dedicated water producers. The produced water will be cleaned to low OiW and solid content to prevent plugging during injection, as specified in chapter 4.</p>	<p>Пластовое давление поддерживается за счет полной компенсации отбора закачкой. Основная же технологическая концепция при полномасштабной разработке месторождения заключается в обратной закачке попутной воды. Воду для нагнетания получают путем смешивания попутной воды из нефтедобывающих скважин с водой из специально предназначенных обводненных скважин. В соответствии с разделом 4, пластовая вода проходит цикл очистки от содержащейся в ней нефти и сухого вещества для предотвращения образования пробки во время нагнетания.</p>
<p>Table 4.3 and Table 4.4 show some of the case assumptions on well, segment and field level. Main difference is total liquid handling capacity which is 80 KSm³ per day for the optimized base case and 110 000 sm³ per day for the Rosneft case. Due to heavy oil and high vertical heterogeneities by interbedded, thin very silty and sandstone layers, a large number of wells targets are required for sufficient reservoir sweep. The total number and type of wells within each reservoir segment, are listed in Chapter 5.</p>	<p>В таблицах 4.3 и 4.4 приводятся некоторые концептуальные предположения на уровне скважины, сегмента и месторождения. Основное различие заключается в общем расходе жидкости, который составляет 80 000 м³ и 110 000 м³ в сутки для оптимизированного базового случая и случая «Роснефти» соответственно. Учитывая высокую вязкость нефти и большую неоднородность по разрезу в промежуточных, тонких высокоиллистых слоях и толщах песчаника, для достаточного охвата коллектора вытесняющим агентом необходимо большое количество точек вскрытия проектного горизонта. В разделе 5 приведено общее количество и тип скважин в каждом сегменте коллектора.</p>
<p>No pre-drilled well are assumed. Drilling and completion schedule after field start up is 5 wells/month.</p>	<p>Опережающие скважины не предусмотрены. Согласно графику, норма бурения и заканчивания скважин после пуска месторождения составляет 5 скважин в месяц.</p>