

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СТРОЕНИЕ И АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МУХТО

Лапотников А. Г.

ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», Управление магистральных нефтегазопроводов, aplent@mail.ru

В статье рассмотрены характеристики месторождения Мухто (литолого-стратиграфический разрез месторождения, тектоническое строения месторождения, баланс запасов нефти и газа, коллекторские свойства и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов). Освещены причины снижения производительности скважин, а также приведены методы восстановления фильтрационных характеристик призабойной зоны. Показаны методы, за счёт применения которых увеличивается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта.

Ключевые слова: тектоническое строение месторождения; нефтегазонасыщенность продуктивных пластов; технологические показатели разработки; причины снижения производительности скважин; восстановление фильтрационных характеристик призабойной зоны; проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта; методы увеличения проницаемости призабойной зоны.

1. Общие сведения о месторождении Мухто

Нефтегазовое месторождение Мухто расположено в 7 км к западу от Пильтунского залива и в 80 км южнее г.Оха – центра нефтяной и газовой промышленности. Нефть, добываемая на месторождении Мухто, поступает в магистральный нефтепровод. Им связаны все месторождения Северного Сахалина с г.Комсомольск-на-Амуре, где расположен нефтеперерабатывающий завод.

Месторождение Мухто было открыто в 1959 году. С 1959 по 1963 гг. находилось в пробной эксплуатации. Промышленная разработка производится с 1963 года. Месторождение Мухто отличается сложным строением, обусловленным многочисленными разрывными нарушениями различных амплитуд и направлений. На месторождении в поднадвиговой части структуры выявлено 19 продуктивных пластов, содержащих нефтяные и газовые залежи в окобыкайской и нутовской свитах. Продуктивные пласты разбиты на тектонические блоки, в которых сосредоточено 83 залежи. Глубина залегания залежей от 189 до 1713 м. основной режим работы залежей нефти напорный за счёт давления растворенного газа. Ближайшими месторождениями, запасы которых утверждены в ГКЗ, являются нефтегазовое месторождение Кыдыланьи, находящееся в 7,5 км к северу от Мухто, и газонефтяное месторождение Паромай, расположенное в 6,5 км к югу. Рельеф местности, к которой приурочено месторождение Мухто, характеризуется полосой холмов, вытянутых почти в меридиональном направлении, которые относятся к восточной гряде Восточно-Сахалинского хребта. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 50 до 100 м над уровнем моря.

2. Литолого-стратиграфический разрез месторождения

В разрезе окобыкайской свиты, который является основной продуктивной толщей месторождения Мухто, выделяется 13 песчано-алевритовых пластов, а 9 из них промышленно нефтегазоносны. Окобыкайская свита представлена песчаниками, алевролита-песчаниками, хлидолитами с прослоями алевролитов, алевролитоглин и глин. На рисунке 1 показан литолого-стратиграфический разрез месторождения. Характерной особенностью песчано-алевритовых пластов является их резкая литологическая изменчивость, как по площади, так и по разрезу. Пласты, как правило, расчленены на несколько пропластков различными по мощности глинистыми разделами.

2.1. I пласт распространен по всей площади, частично глинизируясь на крыльях IVв (скважина № 4) и Ve и Vя (скважина № 10) блоков, а также в сво-

бодой части VIa и VIe блоков, в районе скважин № 219 и 180. Глубина залегания кровли изменяется от 903 м (III блок) до 1574 м (VIIб блок), погружаясь в северном направлении. Представлен песчаником серым и мелкозернистым. Мощность пласта изменяется от 2 м до 4 м. Максимальная мощность в скважине 217 (Ve блок) и составляет 6,5 м.



Рисунок 1 – Литолого-стратиграфический разрез месторождения

2.2. II пласт развит в южной части площади, глинизируясь в северном и северо-восточном направлении. Он литологически представлен чередованием песчаных и глинистых прослоев. Его песок серый или тёмно-серый, мелкозернистый, кварцевый, слюдистый, с растительными остатками. Глина тёмно-серая, алевролитовая, слюдистая, оскольчатая, с примесью серого и разнозернистого песка. Его кровля залегает на глубине от 862 м (2 блок) до 1402 м (Ve блок), погружаясь в северном направлении. Мощность изменяется от 20м до 40м.

2.3. III пласт вскрыт по всей площади структуры. Двумя глинистыми разделами делится на три песчаных части. Наиболее мощная находится в подошве. Литологически представлен светло-серыми и глинами тёмно-серыми песками. Кровля залегает на глубинах от 942 м (2 блок) до 1915 м (VIII блок). Увеличение мощности наблюдается в западной части складки. Мощность в пределах блоков изменяется от свода 43-55 м до 58-79 м на крыльях.

2.4. IV пласт развит по всей площади. Литологически представлен тремя песчаными прослоями. Песок светло-серый, мелкозернистый, кварцевый, слюдястый, алевроитово-глинистый с прослоями мелкозернистого и рыхлого песчаника. Глины тёмно-серые, слюдястые, алевроитовые, оскольчатые, с примесью песка разнозернистого с редкими растительными остатками и плохо сохраняемой фауной. Кровля пласта залегает на глубинах от 1085 м (II блок) до 1987 м (VIII блок), погружаясь в северном направлении. Мощность изменяется от 10 до 35 м

2.5. VIII пласт развит по всей площади. Он вскрыт в 7 скважинах. Пласт представлен глинистыми породами с прослоями песчаника, к которым приурочены залежи нефти (II блок) и газа (IV блок). Кровля залегает на глубинах 1517 м (III блок) до 1744 м (IV в блок).

3. Тектоническое строение месторождения

В структурном отношении месторождение приурочено к одноимённой антиклинальной складке, которая представляет собой крупную ассиметричную брахиантиклиналь вытянутую почти в меридиональном направлении более чем на 8 км, шириной 2,5-3,0 км, восточное крыло которой осложнено крупным региональным надвигом. Плоскость его погружается в восточном направлении под различными углами от 30 до 80°. Складка осложнена многочисленными нарушениями и разбита на ряд блоков, многие из которых содержат самостоятельные залежи нефти и газа. Надвинутые породы Мухтинской складки осложнены более интенсивной круто падающей мелкой складчатостью и большим числом разрывных нарушений различного характера. Основные промышленные скопления нефти и газа сосредоточены в менее нарушенной поднадвиговой части структуры, описание которой приводится ниже. По верхним и более глубоким маркирующим пластам наблюдается несовпадение структурного плана.

Южное перпендикулярное окончание складки срезано надвигом. Углы падения пород на восточном и западном крыльях не превышают 3-10°, юго-

западного крыла перпендикулярной части – 22-40°. В северном и юго-западном направлениях складка погружается под углом 6-12°. Мухтинская брахиантиклиналь подверглась интенсивной тектонической деятельности, в результате чего, в пределах структуры выявлено значительное количество разрывных нарушений широтного и диагонального простирания, которые делят складку на блоки. Их поверхности экранируют залежи нефти из этих блоков.

4. Коллекторские свойства и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов

Месторождение Мухто многопластовое. Промышленная нефтеносность установлена в натовской свите (горизонты А, Г, Д и Ж) и в окобыкайской свите (горизонты I-IV, VI-VIII). Наибольшую площадь нефтеносности имеет залежь горизонта Д. Он продуктивен в пяти блоках. Залежи других горизонтов продуктивны, как правило, в одном блоке. I горизонт представлен монолитной песчаной пачкой, которая к востоку глинизируется, и в его разрезе появляются глинистые разделы. IV горизонт содержит три песчаных прослоя. Горизонт Д представлен песчано-глинистыми отложениями и делится на три части. Верхняя и нижняя части сложены в основном монолитными песчаными пачками, а средняя – чередованием песчано-алевритовых пород. Пески во всех перечисленных горизонтах мелкозернистые, кварцевые, часто рыхлые и глинистые.

Свойства нефти месторождения Мухто в пластовых условиях определяли по большому числу проб из нескольких горизонтов. Залежи нефти находятся в условиях пониженных (I, II, Г, Д) и умеренных (Iб, IV, VII) пластовых давлений и температур. Давления насыщения во всех горизонтах равны пластовым. Нефти разных горизонтов заметно различаются по газосодержанию и вязкости. При этом не наблюдается какой-либо закономерности изменения этих параметров в зависимости от глубины залегания нефтяных горизонтов. Нефти всех горизонтов несущественно отличаются от средней нефти по плотности, коэффициентам усадки и растворимости газа. Растворённые в нефти газы (горизонты I, IV, Д)

сухие, лёгкие. Их состав типичен для растворимых газов месторождений о. Сахалин: высокое содержание метана (в данном случае до 95 %), низкое – количество метана и азота. Нефти месторождения Мухто в основном (за исключением нефтей горизонтов Г и Д) лёгкие, малосернистые (класса I), малосмолистые и малопарафиновые. Выход светлых фракций высокий. Нефть горизонта Д тяжёлая, смолистая, имеет низкий выход светлых фракций. Вязкость нефти горизонта Д значительно выше вязкости других горизонтов месторождения.

5. Текущий баланс запасов нефти по месторождению Мухто

Добыча углеводородов за 2017 год составила:

- нефти 59 тыс. тонн;
- растворённого газа 4 млн. м³.

Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,24. Закачка воды для поддержания пластового давления осуществляется в залежи четырёх пластов, остальные залежи работают на естественном режиме. Товарная нефть месторождения Мухто является малосмолистой, малосернистой, малопарафинистой и поэтому является хорошим сырьём для переработки на нефтеперерабатывающем заводе. Лицензия на разработку месторождения Мухто принадлежит компании ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». По степени промышленной освоенности относится к разрабатываемым. Степень выработанности по нефти – 89,57 %, по газу – 40 %.

5.1. Запасы углеводородов на месторождении Мухто по категории А+В+С₁ по состоянию на 01.01.2018 г. составляют:

- балансовые запасы нефти 15527 тыс. тонн.
- извлекаемые запасы нефти 634 тыс. тонн.
- запасы растворенного газа 6 млн. м³;
- суммарные запасы свободного газа и газа газовой шапки 52 млн. м³.

5.2. Запасы углеводородов на месторождении Мухто по категории С₂ по состоянию на 01.01.2018 г. составляют:

- балансовые запасы нефти 323 тыс. тонн;
- извлекаемые запасы нефти 48 тыс. тонн;
- запасы растворённого газа 30 млн. м³.

5.3. Действующий фонд нефтяных скважин – 41. Закачка воды – 132 490 тонн. Действующий фонд нагнетательных скважин – 3.

6. Технологические показатели разработки месторождения Мухто

Технологические показатели разработки рассчитаны для каждой залежи, по пласту и месторождению определены путём суммирования:

А+Б+В пласт.

6.1. Вариант 1. Предусматривается разработка при сложившейся системе. Разработка всех пластов на естественном режиме. Проектный фонд – 4 скважины. Динамика добычи нефти типичная для завершающей стадии разработки. Максимальный отбор приходится на 2025 год и составит 2,6 тыс. тонн. За проектный период (25 лет) проектируется отобрать:

- нефти – 19 тыс. тонн;
- жидкости – 101,6 тыс. тонн;
- попутного газа – 1 млн. м³.

С начала разработки отборы составят:

- нефти – 98,1 тыс. тонн (или 17,4 % от начальных балансовых запасов);
- жидкости – 238,2 тыс. тонн;
- попутного газа – 8,8 млн. м³.

6.2. Вариант 2. Проектный фонд – 6 скважин. Увеличение фонда проектируется осуществить за счёт ввода двух скважин из числа простаивающих. Мак-

симальный отбор нефти 2,6 тыс. тонн будет достигнут в 2025 году. За проектный период (25 лет) будет добыто:

- нефти – 29,2 тыс. тонн;
- жидкости – 160,8 тыс. тонн;
- попутного газа – 1,3 млн. м³.

С начала разработки будет добыто 108 тыс. тонн нефти (или 19,2 % от НБЗ), 9,1 млн. м³ попутного газа. Обводнённость составит 97,2 %. Коэффициент извлечения нефти составит 0,192.

6.3. Вариант 3. Проектный фонд – 9 скважин. Дополнительно к варианту 2 предусматривается уплотнение сетки скважин путём бурения двух скважин и зарезки бокового ствола в скважине № 58, а также оптимизация технологического режима работы скважин. В 2032 году будет достигнут максимальный отбор нефти – 6,8 тыс. тонн. За проектный период (25 лет) будет добыто:

- нефти – 74,3 тыс. тонн;
- жидкости – 387,7 тыс. тонн;
- попутного газа – 2,83 млн. м³.

С начала разработки будет добыто 153,4 тыс. тонн нефти (или 27,2 % от НБЗ), 524 тыс. тонн жидкости, 10,6 млн. м³ попутного газа. Обводнённость составит 97 %. Коэффициент извлечения нефти составит 0,272.

6.4. Г пласт

6.4.1. Вариант 1. Предусматривается разработка при сложившейся системе. Разработка всех залежей на естественном режиме. Динамика добычи нефти типичная для завершающей стадии разработки. Максимальный отбор приходится на 2025 год и составит 13,3 тыс. тонн. За проектный период (40 лет) планируется отобрать:

- нефти – 170,7 тыс. тонн;
- жидкости – 1252,6 тыс. тонн;
- попутного газа – 5,6 млн. м³.

С начала разработки отборы составят 492,2 тыс. тонн нефти (или 18,8 % от начальных балансовых запасов), 1995,3 тыс. тонн жидкости, 29,1 млн. м³ попутного газа. Коэффициент извлечения нефти составит 0,188.

6.4.2. Вариант 2. Разработка всех залежей на естественном режиме. Проектный фонд – 28 скважин, дополнительно к 1 варианту предусматривается вовлечение в разработку залежи Vд блока, не разрабатываемую с 1995 года, и уплотнение сетки действующих скважин, за счёт ввода в работу 5 скважин и бурения 2 новых скважин. Максимальный отбор нефти 15,8 тыс. тонн будет достигнуто в 2028 году. За проектный период (39 лет) будет добыто:

- нефти – 246 тыс. тонн;
- жидкости – 1924 тыс. тонн;
- попутного газа – 7 млн. м³.

С начала разработки будет добыто:

- нефти – 567,4 тыс. тонн (или 21,6 % от НБЗ);
- жидкости – 2666,2 тыс. тонн;
- попутного газа – 30,2 млн. м³.

Обводнённость составит 97,8 %. Коэффициент извлечения нефти 0,216.

6.5. Д пласт

6.5.1 Вариант 1. Предусматривается разработка при сложившейся системе. Таким образом, вариант продолжает разработку всех залежей с поддержанием пластового давления, за исключением залежи IV в блока, которая разрабатывается на естественном режиме. Проектный фонд – 22 скважины, из них 4 нагнетательных. Максимальный отбор приходится на 2025 год и составит 24 тыс. тонн. За проектный период (40 лет) проектируется отобрать:

- нефти – 374 тыс. тонн;
- жидкости – 2816 тыс. тонн;
- попутного газа – 15 млн. м³;
- закачать воды – 2890 тыс. м³.

С начала разработки отборы составят 2934 тыс. тонн нефти (42 % от начальных балансовых запасов), 7908,9 тыс. тонн жидкости, 31,7 млн. м³ попутного газа.

6.5.2. Вариант 2. Проектный фонд – 26 скважин, из них 4 нагнетательные. Увеличение фонда проектируется осуществить за счёт бурения одной добывающей скважины и ввода дополнительно пяти скважин в работу, включая восстановление нагнетательной скважины. Проектный период разработки – 40 лет. Максимальный отбор нефти 24,3 тыс. тонн будет достигнут в 2028 году. За проектный период из залежей будет добыто:

- нефти – 402 тыс. тонн;
- жидкости – 8444,6 тыс. тонн;
- попутного газа – 16 млн. м³;
- закачано воды – 3435 тыс. м³.

С начала разработки будет добыто 2962 тыс. тонн нефти (42,4 % от НБЗ), 8444,6 тыс. тонн жидкости, 32,7 млн. м³ попутного газа и закачано 11921 тыс. м³ воды. Обводнённость составит 98 %. Коэффициент извлечения нефти 0,424.

6.6. Ж+З пласт

6.6.1 Вариант 1. Проектный фонд – 7 скважин. Вариантом предусматривается разработка на естественном режиме. Проектный период 40 лет. Максимальный отбор нефти 4 тыс. будет достигнут в 2025 году. Планируется:

- нефти – 55,5 тыс. тонн;
- жидкости – 446 тыс. тонн;
- попутного газа – 1,4 млн. м³.

С начала разработки отборы составят 1188,9 тыс. тонн нефти (48,1 % от НБЗ); 2916 тыс. тонн жидкости; 115,9 млн. м³ попутного газа. Обводнённость 98 %. К концу разработки по пласту коэффициент извлечения нефти 0,481.

6.6.2 Вариант 2. Проектный фонд – 11 скважин, из них 1 нагнетательная. В отличие от 1 варианта здесь предусматривается разработка IVв блока с поддержанием пластового давления путём ввода нагнетательной скважины. Макси-

максимальный отбор нефти 7 тыс. тонн будет достигнут в 2028 году. За проектный период (39 лет) будет добыто:

- нефти – 119 тыс. тонн;
- жидкости – 855 тыс. тонн;
- попутного газа – 3 млн. м³;
- закачано воды – 448 тыс. м³.

6.7. II пласт

6.7.1 Вариант 1. Предусматривается разработка при сложившейся системе. Проектный фонд – 4 скважины. Проектный период 40 лет. Максимальный отбор нефти – 3 тыс. тонн будет достигнут в 2007 году. Планируется:

- нефти – 43 тыс. тонн;
- жидкости – 381 тыс. тонн;
- попутного газа – 3,3 млн. м³.

С начала разработки отборы составят 585 тыс. тонн нефти (53,4 % от НБЗ), 1358,4 тыс. тонн жидкости, 33 млн. м³ попутного газа. Обводнённость составит 97,7 %, коэффициент извлечения нефти составит 0,534.

6.7.2 Вариант 2. Разработка всех залежей на естественном режиме. Максимальный отбор нефти 4 тыс. тонн будет достигнут в 2028 году. За проектный период (40 лет) будет добыто:

- нефти – 59 тыс. тонн;
- жидкости – 437 тыс. тонн;
- попутного газа – 4,6 млн. м³.

Отбор с начала разработки составит 600,6 тыс. тонн нефти (54,8 % от НБЗ), 1414,6 тыс. тонн жидкости, 34,1 млн. м³ попутного газа. К концу разработки по пласту будет достигнут КИН 0,548.

6.8. I пласт

6.8.1 Вариант 1. Предусматривается разработка при сложившейся системе на естественном режиме. Проектный фонд 6 скважин. Максимальный отбор нефти 3 тыс. тонн будет достигнут в 2007 году. За проектный период (40 лет) будет добыто:

- нефти – 29 тыс. тонн;
- жидкости – 170 тыс. тонн;
- попутного газа – 2,2 млн. м³.

Накопленные отборы с начала разработки составят 462 тыс. тонн нефти (29,3 % от НБЗ), 834,9 тыс. тонн жидкости, 91,4 млн. м³ попутного газа, КИН - 0,293.

6.8.2 Вариант 2. Предусматривает разработку залежей на естественном режиме. Проектный фонд – 6 добывающих скважин, в отличие от 1 варианта здесь планируется бурение одной добывающей скважины. Проектный период 30 лет. Максимальный отбор нефти 2,6 тыс. тонн будет достигнут в 2025 году. Планируется отобрать:

- нефти – 34 тыс. тонн;
- жидкости – 247 тыс. тонн;
- попутного газа – 2,4 млн. м³.

С начала разработки из залежей будет добыто 468 тыс. тонн нефти (или 29,7 % от НБЗ), 912,4 тыс. тонн жидкости, 91,5 млн. м³ попутного газа. Обводнённость к концу разработки составит 98,1 %. КИН составит 0,297.

6.9. II пласт

6.9.1 Вариант 1. Предусматривается разработка при сложившейся системе на естественном режиме. Проектный фонд – 5 скважин. Проектный период 36 лет. Максимальный отбор нефти 1,8 тыс. тонн будет достигнут в 2026 году. Проектируется отобрать:

- нефти – 21,5 тыс. тонн;
- жидкости – 63,2 тыс. тонн;
- попутного газа – 1,5 млн. м³.

С начала разработки отборы составят 140,7 тыс. тонн нефти (или 12,1 % от начальных балансовых запасов), 215,3 тыс. тонн жидкости, 18,9 млн. м³ попутного газа. Обводнённость к концу разработки составит 96,9 %, КИН составит 0.121.

6.9.2 Вариант 2. Вариантом предусматривается увеличение фонда скважин до 8 единиц за счёт бурения одной добывающей скважины и перевода двух скважин с нижележащих пластов. За проектный период (35 лет) будет добыто:

- нефти – 72,7 тыс. тонн;
- жидкости – 348 тыс. тонн;
- попутного газа – 4,3 млн. м³.

С начала разработки отбор составит 192 тыс. тонн нефти (или 16,5 % от НБЗ), 500 тыс. тонн жидкости, 21,7 млн. м³ попутного газа. Обводнённость составит 97 %. К концу разработки по пласту будет достигнут коэффициенты извлечения нефти 0,165.

6.10. III пласт

6.10.1 Вариант 1. Предусматривает разработку залежи при существующей системе на естественном режиме. Проектный фонд – 4 скважин. Максимальный отбор нефти 0,9 тыс. тонн будет достигнут в 2025 году. За 25 лет проектного периода планируется отобрать:

- нефти – 6 тыс. тонн;
- жидкости – 17,4 тыс. тонн;
- попутного газа – 0,5 млн. м³.

С начала разработки отборы составят 143 тыс. тонн нефти (или 15,6 % от НБЗ), 179 тыс. тонн жидкости, 16 млн. м³ попутного газа. Обводнённость к концу проектного периода достигнет 98,4 %, КИН составит 0,156.

6.10.2 Вариант 2. Проектный фонд 6 скважин. Данный вариант предусматривает разработку залежей на естественном режиме, фонд увеличивается за счёт ввода из наблюдения скважины №180 и зарезки второго ствола. Макси-

максимальный отбор нефти 1,79 тыс. тонн будет достигнут в 2033 году. За проектный период (25 лет) будет добыто:

- нефти – 17,4 тыс. тонн;
- жидкости – 113,3 тыс. тонн;
- попутного газа – 1 млн. м³.

С начала разработки отбор составит 154,7 тыс. тонн нефти (или 16,9 % от НБЗ), 275,3 тыс. тонн жидкости, 16,4 млн. м³ попутного газа. К концу разработки по пласту будет достигнут коэффициент извлечения нефти 0,169.

6.11. IV пласт

6.11.1 Вариант 1. Разработка осуществляется при сложившейся системе на залежи IVв блока. Проектный фонд скважин – 1. Максимальный отбор нефти 0,5 тыс. тонн будет достигнут в 2025 году. За 20 лет проектного периода планируется отобрать:

- нефти – 4,6 тыс. тонн;
- жидкости – 54,0 тыс. тонн;
- попутного газа – 0,5 млн. м³.

С начала разработки отборы составят 471 тыс. тонн нефти (или 16,2 % от НБЗ), 701 тыс. тонн жидкости, 160 млн. м³ попутного газа. Обводнённость продукции к концу периода составит 97,9 %, КИН составит 0,162.

6.11.2 Вариант 2. Проектный фонд 19 скважин, 4 из них нагнетательные. Данный вариант так же, как и предыдущий, предусматривает возобновление закачки на VIIв и VIIб блоках, только уже за счёт бурения двух нагнетательных скважин, вывода из наблюдения скважины №247 и зарезки второго ствола в скважине №234. Увеличение добывающего фонда будет за счёт бурения 7 горизонтальных скважин, вывода 2 скважин из наблюдения и зарезки второго ствола в 6 скважинах. Тем самым в разработку привлекаются другие залежи, не участвующие в ней с 2000 года. За проектный период (42 года) будет добыто:

- нефти – 442 тыс. тонн;

- жидкости – 1813 тыс. тонн;
- попутного газа – 40 млн. м³;
- закачано воды – 1059 тыс. м³.

С начала разработки отбор составит 909 тыс. тонн нефти (31,3 % от НБЗ), 2460 тыс. тонн жидкости, 199 млн. м³ попутного газа, закачано 2460 тыс. м³. Обводнённость продукции к концу периода составит 97,3 %. КИН составит 0,313, с учётом категории С₂.

6.12. Месторождение в целом

6.12.1 Вариант 1. Данный вариант состоит из суммы показателей разработки объектов по варианту 1. Разработка залежей осуществляется при существующей системе. Проектный фонд – 66 скважин, из них 62 добывающих и 4 нагнетательных. Максимальный отбор нефти 54 тыс. тонн будет достигнут в 2025 году. За проектный период (50 лет) планируется отобрать:

- нефти – 736 тыс. тонн;
- жидкости – 5347 тыс. тонн;
- попутного газа – 33,3 млн. м³;
- закачать воды – 2890 тыс. м³.

С начала разработки отборы составят 6596 тыс. тонн нефти (или 32 % от НБЗ), 16496 тыс. тонн жидкости, 644 млн. м³ попутного газа. Обводнённость составит 98 %. Закачка воды составит 18307 тыс. м³. КИН составит 0,320.

6.12.2 Вариант 2. Данный вариант предусматривает вовлечение в разработку запасов категории С₂, состоит из суммы показателей разработки объектов по варианту 3 и отличается от варианта 2 тем, что здесь предусматривается бурение 22 новых скважин, из которых 14 горизонтальных, а также выводом меньшего числа скважин из бездействия. Проектный фонд 124 скважин, в том числе 114 добывающих и 10 нагнетательных. Максимальный отбор нефти 127 тыс. тонн будет достигнут в 2034 году. За проектный период (42 года) будет добыто:

- нефти – 1868 тыс. тонн;
- жидкости – 12355 тыс. тонн;
- попутного газа – 98 млн. м³;
- закачано воды – 5947 тыс. м³.

Накопленные отборы при этом составят 7728 тыс. тонн нефти (37,5 % от НБЗ), 23503 тыс. тонн жидкости, 708 млн. м³ попутного газа. Будет закачано 21365 тыс. м³ воды. Будет достигнут коэффициент извлечения нефти 0,375.

7. Причины снижения производительности скважин на месторождении

Определение причин обводнения продукции скважин на месторождении Мухто проводилось по результатам ГИС (технических) и гидродинамического моделирования (подъём ВНК и подъём конуса подошвенной воды). Основными причинами обводнения продукции скважин являются:

- технические причины (заколонная циркуляция воды, негерметичность эксплуатационных колонн и т.д.);
- загрязнение поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и пр.;
- подъём ВНК или, другими словами, выработка запасов.

Последствия первой и последней причин имеют необратимый характер. Основные осложнения при разработке месторождения Мухто – это наличие межпластовых перетоков в выше или ниже залегающие пласты и между блоками. Вследствие разных темпов отборов по пластам и распределений давлений между ними, а также негерметичности эксплуатационных колонн, происходили сложные процессы – нефть и газ перетекали из пласта в пласт. Причём направление межпластовых перетоков в процессе разработки менялось, поскольку изменялась разница в пластовых давлениях в залежах.

На протяжении всего времени разработки месторождения Мухто с момента ввода в эксплуатацию новых скважин и до стадии истощения проявляются

факторы, уменьшающие продуктивность скважин – дебиты многих скважин не соответствуют их потенциальным возможностям. Можно выделить ряд факторов, основными из которых являются:

- снижение эксплуатационных возможностей скважины в результате изменения динамики разработки месторождения;
- ухудшение гидродинамической связи ствола скважины с продуктивным пластом.

К первой группе можно отнести динамику падения пластового давления (перепада давлений забойного и пластового), изменение приведённого радиуса скважины и радиуса контура её питания. На практике основным способом снижения эксплуатационных затрат многими нефтегазовыми компаниями является выведение в бездействие скважин, дебит которых не предусмотрен проектом и научно не обоснован, что означает уменьшение плотности сетки скважин и снижает конечный коэффициент нефтегазоотдачи пластов. Всё это приводит к снижению текущей добычи углеводородов и в целом эффективности разработки месторождений. Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа требуют усиление контроля и регулирования работы добывающих скважин, без применения которых неизбежно катастрофическое падение добычи углеводородов.

Важным условием полноты извлечения запасов нефти и газа является использование рациональных методов разработки залежей, определение наиболее эффективных объектов для применения технологий интенсификации добычи. Сокращение бездействующего фонда скважин в результате проведения планомерного их ремонта, с применением передовых технологий, позволяет интенсифицировать процесс разработки, вовлечь в неё запасы, находящиеся в застойных зонах, повысить коэффициент нефтегазоизвлечения.

Ко второй группе можно отнести высокое фильтрационное сопротивление в призабойной зоне пласта (ПЗП), которое в общем случае обусловлено фильтрационно-емкостными характеристиками, способом вскрытия, а также факторами, вызывающими частичную закупорку микроканалов в пористой среде и со-

ответственно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта в ПЗП, а также гидродинамическим несовершенством скважин.

8. Методы восстановления фильтрационных характеристик призабойной зоны

Дополнительный приток нефти в скважины и дополнительный дебит обеспечивают применение методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая её проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, загрязнение её возможно и в процессе эксплуатации скважины. Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счёт применения различных методов:

- химических (кислотные обработки);
- механических (гидравлический разрыв пласта и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов);
- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев) и их комбинированием.

8.1. Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой скважины под определенным давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислоты. Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10-15 %, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования. Однако в связи с широким использованием высокоэффективных ингибиторов коррозии и снижением опасности коррозии, концентрацию кислоты в растворе увеличивают до 25-28 %, что позволяет повысить эффективность кислотной обработки. Длительность кислотной обработки скважин зависит от многих факторов – темпе-

ратуры на забое скважины, генезиса пород продуктивного пласта, их химического состава, концентрации раствора, давления закачки. Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором и продавливание кислотного раствора в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта. Длительность кислотной обработки после продавливания 12-16 часов на месторождениях с температурой на забое не более 40 °С и 2-3 часов при забойных температурах 100-150 °С.

8.2. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) заключается в образовании и расширении в пласте трещин при создании высоких давлений на забое жидкостью, закачиваемой в скважину. В образовавшиеся трещины нагнетают песок, чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удалёнными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяжённость трещин может достигать нескольких десятков метров. Ширина их 1-4 мм. После гидро-разрыва пласта производительность скважины часто увеличивается в несколько раз. Операция ГРП состоит из следующих этапов: закачки жидкости разрыва для образования трещин; закачки жидкости-песконосителя; закачки жидкости для продавливания песка в трещины.

8.3. Гидропескоструйная перфорация скважин применяется для создания каналов, соединяющих ствол скважины с пластом при кислотной обработке скважины и других методах воздействия. Метод основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины. За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие или прорезь в обсадной колонне и канал или щель в цементном камне и породе пласта. Жидкость с песком направляется к насадкам перфоратора по колонне насосно-компрессорных труб с помощью насосов, установленных у скважины.

8.4. Виброобработка забоев скважин заключается в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. При этом повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны.

8.5. Торпедирование скважин состоит в том, что заряженную взрывчатым веществом (ВВ) торпеду спускают в скважину и взрывают против продуктивного пласта. При взрыве образуется каверна, в результате чего увеличиваются диаметр скважины и сеть трещин.

8.6. Тепловое воздействие на призабойную зону используют в том случае, если добываемая нефть содержит смолу или парафин. Существует несколько видов теплового воздействия: электротепловая обработка; закачка в скважину горячих жидкостей; паротепловая обработка.

8.7. Термокислотную обработку скважин применяют на месторождениях нефтей с большим содержанием парафина. В этом случае перед кислотной обработкой скважину промывают горячей нефтью или призабойную зону пласта прогревают каким-либо нагревателем для расплавления осадков парафинистых отложений. Сразу после этого проводят кислотную обработку.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1-2.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.

6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
8. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.
9. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Лапотников А.Г., Котельников А.С., Аппо Йао Коссону. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 153-165.
13. Лапотников А.Г. Анализ регулирования процесса разработки XIII пласта нефтяного месторождения Эхаби // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01; URL: vsni.esrae.ru/4-20 Режим доступа: <http://vsni.esrae.ru/pdf/2018/01/20.pdf>
14. Лапотников А.Г., Савенок О.В. Геологическое строение, нефтегазоносность и анализ разработки газоконденсатнонефтяного месторождения Одопту-море (Северный купол) XXI пласта // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1. – С. 101-123.
15. Лапотников А.Г. Геологическая характеристика и подсчет запасов месторождения Одопту-море (Северный купол) // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 02; URL: vsni.esrae.ru/5-25 Режим доступа: <http://vsni-isp.ru/pdf/2018/02/25.PDF>
16. Лапотников А.Г., Котельников А.С. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 3. – С. 178-192.
17. Шахмеликьян М.Г., Хайдара Мохаммед Брехима, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ эффективности паротеплового воздействия на II пласт II блока месторождения Катангли // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 313-322.
18. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Разработка рекомендаций по внедрению физико-химических методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях месторождения Мухто // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей: сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / Под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь: ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 43-49.

REFERENCES

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovyie otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2011. – T. 1-2.
2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 603 s.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2012-2015. – T. 1-4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013-2014. – T. 1-4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 576 s.
6. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Osvoennya naftovih i gazovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Osnovy geofizicheskikh issledovanij pri stroitel'stve i ekspluatacii skvazhin na neftegazovyh mestorozhdeniyah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 274 s.
8. Popov V.V., Tret'yak A.YA., Savenok O.V., Kusov G.V., SHvec V.V. Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah: uchebnoe posobie. – Novocheerkassk: Lik, 2017. – 326 s.
9. Savenok O.V. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 203 s.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
11. Savenok O.V., Kachmar YU.D., YAremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
12. Lapotnikov A.G., Kotel'nikov A.S., Appo Jao Kossonu. Geologicheskoe stroenie, perspektivy neftegazonosnosti i proekt razvedochnogo bureniya na mestorozhdenii Pil'tun-Astohskoe // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 goda): v 7 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 153-165.
13. Lapotnikov A.G. Analiz regulirovaniya processa razrabotki XIII plasta neftyanogo mestorozhdeniya Ekhabi // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programirovaniya. – 2018. – № 01; URL: vs.n.esrae.ru/4-20 Rezhim dostupa: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/01/20.pdf>
14. Lapotnikov A.G., Savenok O.V. Geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i analiz razrabotki gazokondensatnonefyanogo mestorozhdeniya Odoptu-more (Severnyj kupol) XXI plasta // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – № 1. – S. 101-123.
15. Lapotnikov A.G. Geologicheskaya harakteristika i podschyot zapasov mestorozhdeniya Odoptu-more (Severnyj kupol) // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programirovaniya. – 2018. – № 02; URL: vs.n.esrae.ru/5-25 Rezhim dostupa: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/02/25.PDF>
16. Lapotnikov A.G., Kotel'nikov A.S. Analiz effektivnosti vnedreniya UECN na mestorozhdeniyah NGDU «Katanglineftegaz» // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – № 3. – S. 178-192.
17. SHahmelik'yan M.G., Hajdara Mohammed Brekhima, Ganga Ivanov Adrianu Tabita. Analiz effektivnosti paroteplovogo vozdejstviya na II plast II bloka mestorozhdeniya Katangli // Bulatovs-

kie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej [pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok]. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 313-322.

18. YAKovlev A.L., SHamara YU.A. Razrabotka rekomendacij po vnedreniyu fiziko-himicheskikh metodov vozdeystviya na prizabojnuyu zonu plasta v usloviyah mestorozhdeniya Muhto // Sovremennye tendencii razvitiya neftegazovoj i mashinostroitel'noj otraslej: sbornik nauchnyh statej po materialam I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (25 maya 2016 goda, g. Perm') / Pod obshch. red. T.M. Sigitova. – Perm': IP Sigitov T.M., 2016. – S. 43-49.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF THE DEVELOPMENT OF THE MUKHTO OIL FIELD

Lapotnikov A. G.

*LLC «RN-Sakhalinmorneftegaz», Administration of Trunk Oil and
Gas Pipelines, apllent@mail.ru*

The article describes the characteristics of the Mukhto field (lithologic and stratigraphic section of the field, the tectonic structure of the field, the balance of oil and gas reserves, reservoir properties and oil and gas saturation of productive strata). The reasons for the decline in well productivity are highlighted, and methods for restoring the filtration characteristics of the bottomhole zone are given. The methods are shown, due to which the permeability of the bottomhole zone of the reservoir increases.

Keywords: tectonic structure of the field; oil and gas saturation of productive strata; technological indicators of development; reasons for the decline in well productivity; restoration of filtration characteristics of the bottomhole zone; permeability of the bottomhole zone of the reservoir; methods for increasing the permeability of the bottomhole zone.