

## **Слайд 1**

**Уважаемый председатель, уважаемые члены государственной аттестационной комиссии!**

Тема моей выпускной квалификационной работы – **«Повышение эффективности эксплуатации Русскинского месторождения за счет выполнения ремонтно-изоляционных работ».**

## **Слайд 2**

Итак, Тевлинско-Русскинское месторождение нефти является одним из крупнейших объектов добычи УВ в Западной Сибири. Геологическое строение района Тевлинско-Русскинского месторождения изучено по материалам бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, сейсморазведки 2D и 3D, выполненных как в пределах собственно исследуемой площади, так и на сопредельных территориях Когалымского, Северо-Кочевского, Кочевского и Русскинского месторождений.

## **Слайд 3**

Далее отметим, что пласт ЮС1 стратиграфически приурочен к верхней части васюганской свиты и представлен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с прослоями и линзами карбонатных пород и углей. Выдержанным прослоем аргиллитов он делится на два пласта ЮС1/1 и ЮС1/2.

## **Слайд 4**

Итак, согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» площадь месторождения расположена в восточной части крупной положительной структуры 1 порядка Сургутского свода. В тектоническом отношении месторождение приурочено к юго-западной части Когалымской вершины, которая на западе граничит с такими достаточно крупными тектоническими элементами как Конитлорская терраса и Тончинский прогиб, на юге – с Савуйской седловиной, а на востоке – с Ярсомовским крупным прогибом, разделяющим положительные структурные элементы 1 порядка – Сургутский и Вартовский своды.

## **Слайд 5**

Далее отметим, что Русскинское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение многопластовое, в разрезе нефтегазоносность установлена в нижнемеловых отложениях сортымской свиты берриасс-валанжинского возраста и средне-

верхнеюрских отложениях васюганской и тюменской сви. Всего на Русскинском месторождении в 12 пластах выявлено 50 залежей нефти.

#### **Слайд 6**

Итак, физические свойства пластовых нефтей залежей БС11/1, ЮС1 и ЮС2 исследованы методами ступенчатой и стандартной сепарации. Результаты экспериментальных исследований позволяют определить основные характеристики пластового флюида и закономерности их изменения в пределах объектов подсчёта запасов. При расчёте средних значений параметров по скважине и пластам данные по некачественным пробам не учитывались. При определении подсчётных параметров – плотности сепарированной нефти, объёмного коэффициента и газосодержания, по пластам ЮС1 и ЮС2 учтены результаты исследования проб нефти, выполненные методом ступенчатого разгазирования и до 1993 г.

#### **Слайд 7**

Таким образом, на Русскинском месторождении динамика добычи нефти согласуется с темпами его разбуривания.

#### **Слайд 8**

Далее отметим, что эксплуатационный фонд Русскинского месторождения по состоянию на 01.01.2012 составил 777 скважин, из них действующий фонд – 748 скважин, бездействующий фонд – 25, в освоении 4. Из 725 скважин, дающих нефть, 720 эксплуатируется насосным способом, 5 фонтанным. Средние значения параметров работы добывающего фонда скважин за 2011 год приведены в таблице. Из таблицы следует, что фактические отборы нефти по месторождению, а также средние дебиты скважин по жидкости и нефти соответствуют проектному уровню.

#### **Слайд 9**

Итак, по состоянию на 01.01.2012 в эксплуатационном фонде числилась 731 скважина, в том числе в действующем фонде 713, в бездействии - 18. Скважины эксплуатируются насосами производительностью от 15 до 400 м<sup>3</sup>/сут. Наиболее применяемые насосные установки производительностью от 15 до 50 м<sup>3</sup>/сут, ими оборудовано около 80 % скважин. Фактические средние показатели работы скважин на 01.01.2012 приведены в таблице. Из таблицы следует, что среднее забойное давление в скважинах объекта БС111 составляет 16.1 МПа, средний динамический уровень 856 м. Объект разработки БС111 находится на поздней стадии разработки. На 01.01.2012 средняя обводненность продукции скважин составила 96.3 %, с обводненностью продукции выше 95 % работают 78 % скважин, в том числе

50 % скважин работают с обводненностью более 98 %. Проведенные технологические расчеты показали, что в скважинах отсутствуют значимые резервы увеличения дебитов по нефти за счет увеличения глубины спуска насосов и снижения забойного давления.

## **Слайд 10**

Таким образом, объект ЮС1, эксплуатируется 112 скважинами, оборудованными УЭЦН. Основной фонд добывающих скважин высокообводнен. Согласно МЭР средняя обводненность продукции скважин, эксплуатирующих объект ЮС1, составляет 93.4 %, с обводненностью продукции выше 95 % работают 66 % скважин. В скважинах объекта разработки ЮС1 средняя глубина спуска насосов составляет 1623 м. При среднем динамическом уровне 1076 м на забое добывающих скважин достигнуто среднее забойное давление 18.6 МПа. На рисунке приведено распределение забойных давлений по добывающим скважинам, из которого следует, что основной фонд скважин работает с забойными давлениями более 18.0 МПа. Проведенный анализ режимов работы скважин показал, что, как правило, высокие забойные давления поддерживаются в скважинах, эксплуатирующихся с высокой обводненностью. Проведенные технологические расчеты показали, что снижение в них забойного давления до величины давления насыщения не позволит существенно увеличить дебиты скважин по нефти, но при этом значительно увеличатся отборы воды. В связи с этим на данной стадии разработки в высокообводненных скважинах не планируется значительного снижения забойного давления.

## **Слайд 11**

Далее мы выяснили, что за анализируемый период на месторождении проведено 24 ремонтно-изоляционных мероприятия, в том числе при зарезке боковых стволов – 4, вводе скважин в эксплуатацию – 2. В добывающих скважинах объекта БС111 проведено два мероприятия, в том числе одно при зарезке бокового ствола. За счет проведения 5 ремонтно-изоляционных мероприятий дополнительно добыто 4.17 тыс. т нефти, при удельной эффективности 833.3 т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 1.6 т/сут, при средней продолжительности эффекта 523 суток. В целом по месторождению за счет проведения 18 ремонтно-изоляционных мероприятий в период эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин дополнительно добыто 9.83 тыс.т нефти, при удельной эффективности 545.8 т/скв.-опер. На 01.01.2012 одна скважина находится в бездействующем фонде, приемистость действующих скважин снизилась до 96.6 м<sup>3</sup>/сут. За счет проведения РИР по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 421.3 тонн нефти, при удельной эффективности 84.3 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 233 суток.

## **Слайд 12**

Также на основе расчетов составим таблицу технико-экономических показателей ремонтно-изоляционных работ на скважине №129. По приведенной таблице наблюдается прирост чистой прибыли равный 228692,5 руб. Также наблюдается снижение себестоимости на добычу 1 т нефти - 1077151,5 руб, увеличение межремонтного периода. Дебит нефти остается такой же, но снизилась обводненность. Следовательно, проведение ремонтно-изоляционных работ на скважине №129 целесообразно.

## **Слайд 13**

**Таким образом, Цель работы достигнута.**

Спасибо за внимание! Доклад окончен.