

На данный момент на территории Западной Сибири открыто и разведано огромное количество небольших месторождений, разработка которых малопривлекательна с экономической точки зрения. Подход к планированию разработки таких месторождений должен подразумевать развитие их не как обособленных объектов, а как единой системы с организованными внутренними связями. В контексте данной работы рассматривается северный район Тюменской области Западно-Сибирской нефтегазосной провинции, который объединяет около десяти ключевых нефтяных месторождений, а также молодое Венихъяртское нефтегазоконденсатное месторождение, находящееся на стадии разведки. Район работ охватывает площадь около 10 000 км² и характеризуется низкой развитостью инфраструктуры и относительной труднодоступностью.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВЕНИХЪЯРТСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. ГОЛОВЕНКО
И.С. ТИХОНОВА

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

г. Тюмень

«The Prospects of Developing and Exploring the Raw Hydrocarbons at the Venikhyartsk Oil and Gas Condensate Deposit»

Introduction

As of now, in the territory of Western Siberia, a huge number of small oil fields have been discovered and explored, whose development is hardly attractive from the economic point of view. The approach to the planning of the development of such deposits should involve their development as one single system with organized internal ties rather than stand-alone projects. In the context of this paper, we consider the northern area of the Tyumen region of the Western Siberian oil rich province which comprises about a dozen of key oil fields as well as the new Venikhyartsk Oil and Gas Condensate Deposit which is in the process of being prospected. The work covers an area of approximately 10 000 square km, which is characterized by a low level of infrastructure development and relative difficulty of access.

The principal task of this work is to assess the prospects of developing the Venikhyartsk Oil and Gas Condensate Deposit for further energy production at the gas turbine electric power station and supply of electricity to the nearest oil fields. During the work, an analysis of uncertainties was made as well as the reserves of the Venikhyartsk Deposit were evaluated using the Monte-Carlo probabilistic method as well as possible scenarios of the formation fluid composition, based on the composition of the boiling away fractions, were analyzed. Secondly, on the basis of the test results and the technological limitations, a projection was made of the productivity of the Venikhyartsk Oil Condensate Deposit and the time scale of the deposit operation was evaluated, given a number of alternative options of the design of the gas turbine electric power station and taking into consideration both the most probable and the pessimistic with the optimistic calculation scenarios of the reserves to be extracted. The next step was to analyze the power requirements of the nearby oil fields. The key elements – users of electric power were considered, the scales and the time frame of the needs were calculated. Comparison was made between the supply possibilities and the scale of consumption. And in conclusion, in the paper, the methods of reducing the project risks both in the geologic exploration sphere and from the point of view of technology and further plans for the development of the deposit were proposed.

DESCRIPTION OF THE METHODS AND THE RESULTS

Since all the deposits under consideration are in the process of being prospected, there exists a vast range of risks, when taking strategic decisions, one of the components of which is the uncertainty in the evaluation of the reserves. Those that have been approved for geologic and extractable reserves for the Venikhyartsk Deposit are given in Table 1. As of now, a total of two prospect wells have been bored in the oil field. The oil field was discovered using exploration well No.12, which when tested, released from Formations Yu-4, Yu-3, Yu-2, Ach-3, Ach-2, industrial inflows of gas with an insignificant quantity of liquid condensate (from Formation Ach-2 up to 273 thousand nm³/day). In prospecting well No. 19, from Formation Yu-4 an

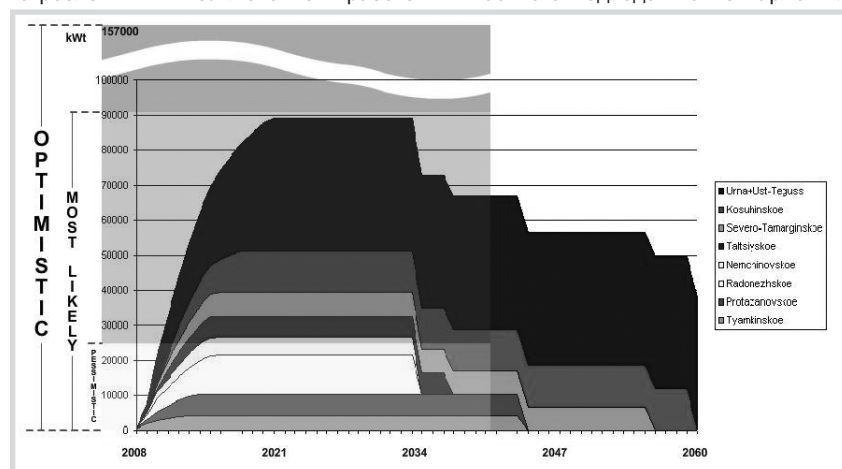
Основной задачей данной статьи является, во-первых, оценка перспектив разработки Венихъяртского нефтегазоконденсатного месторождения для последующей выработки энергии на газотурбинной электростанции (ГТЭС) и электроснабжения группы близлежащих нефтяных месторождений. В ходе работы был проведен анализ неопределенностей, оценка запасов Венихъяртского месторождения с помощью вероятностного метода Монте-Карло, а также проанализированы возможные варианты состава пластового флюида на основе состава выкипающих фракций. Во-вторых, на основе результатов испытаний и технологических ограничений был дан прогноз продуктивности Венихъяртского нефтегазоконденсатного месторождения и оценены сроки эксплуатации месторождения, с учетом нескольких альтернативных вариантов проектировки ГТЭС и принимая во внимание как наиболее вероятные, так и пессимистичный с оптимистичным варианты расчетов извлекаемых запасов. Следующим шагом были проанализированы потребности в электроэнергии близлежащих нефтяных месторождений. Рассмотрены основные элементы-потребители электроэнергии, рассчитаны масштабы и временные рамки потребностей. Произведено сопоставление возможностей снабжения и масштабов потребления. И в заключение в работе

предложены методы снижения рисков по проекту как в сфере геологоразведки, так и с технико-технологической точки зрения и дальнейшие планы развития месторождения.

ОПИСАНИЕ МЕТОДИК И РЕЗУЛЬТАТОВ

Поскольку все рассматриваемые месторождения находятся на стадии разведки, существует обширный набор рисков при принятии стратегических решений, одним из компонентов которого являются неопределенности в оценке запасов. Утвержденные «Геологические и извлекаемые запасы, для Венихъяртского месторождения», представлены в таблице 1. Всего на месторождении на данный момент пробурено две разведочные скважины. Месторождение было открыто поисковой скважиной №12, при испытании которой из пластов Ю-4, Ю-3, Ю-2, Ач-3, Ач-2 были получены промышленные притоки газа с незначительным количеством жидкого конденсата (из пласта Ач-2 до 273 тыс. nm³/сут). В разведочной скважине №19 из пласта Ю-4 был получен приток нефти дебитом 4,2 т/сут.

Несомненно, представленные утвержденные запасы являются базисом для принятия решений во множестве случаев, но для планирования и расчета рисков была проведена процедура расчета неопределенностей в оценке запасов с помощью вероятностного подхода Монте-Карло. ►



Этот метод позволяет формализовать процедуру подсчета и найти функцию распределения запасов (рис.2).

Как видно из рисунка, диапазон изменения запасов от пессимистичного до оптимистичного достаточно большой. Основными причинами, обуславливающими такие различия, являются неопределенности в положениях газовой контактной (ГВК). Для уменьшения этих неопределенностей предложено и согласовано бурение дополнительных разведочных скважин и переинтерпретация секущих контур месторождения 2-D сейсмических профилей.

Помимо этих мер, планируется организовать испытания скважины №12 в зимний период, в конце испытаний планируется закрыть скважину на длительную регистрацию КВД, которая позволит оценить фильтрационные параметры залежи и, возможно, ее геометрические особенности (рис.3, в благоприятном случае планируется зарегистрировать влияние границ газовой залежи).

ТЕХНОЛОГИЯ.

При разработке газоконденсатных месторождений часто возникают проблемы, связанные с выпадением

жидкого конденсата при падении давления ниже давления точки росы. Процесс падения давления может быть как явлением «глобальным» – в таком случае возникнет проблема потери части жидкого конденсата и, что еще проблематичнее, изоляция запасов газа в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами, так и носить «локальный» характер – в непосредственной близости от добывающих скважин – что, конечно, послужит причиной выпадения жидкости и, при аккумуляции ее в месте выпадения, ухудшения продуктивности и увеличения скин-эффекта.

Еще одной проблемой при эксплуатации газовых скважин может стать образование гидратов. Для анализа термобарических условий образования гидратов и озвученной выше проблемы выпадения жидкой фазы из пластового флюида необходим анализ фазовых диаграмм (ФД). К сожалению, для Венехьяртского НГКМ не проводилось отбора глубинных проб. Для отобранной на поверхности жидкой фазы были определены только объемные проценты выкипающих фракций (фракционный состав).▶

inflow of oil with a yield of 4.2 tons per day was obtained.

There is no doubt that the approved listed reserves are the basis for decision making in the majority of cases; however, for planning and calculating the risks, the procedure of calculating uncertainties in evaluating the reserves using the Monte-Carlo method was carried out. This method allows the calculation procedure to be formalized and the reserves distribution function to be found (Fig.2)

As one can see from the figure, the range of changes in reserves from pessimistic to optimistic scenario is rather broad. The main reasons for such differences are the uncertainties regarding the positions of the gas and water contact. In order to reduce these uncertainties, it has been proposed and agreed to drill additional prospecting wells and to re-orient the seismic profiles cutting through the contour of the oil field 2-D.

Apart from these measures, it is planned to organize the tests of well No.12 during the winter period; at the end of the tests, it is planned to close the well for lengthy registration of the pressure build-up curve which will make it possible to assess the filtration parameters of the pool and, possibly, its geometrical features (Fig. 3, in the favorable case, it is planned to register the influence of the gas pool boundaries).

Technology. When gas condensate deposits are developed, problems often occur with the liquid condensate condensing when the pressure drops below the dew point pressure. The process of the pressure dropping down may be both a "global" phenomenon – in that case there will occur a problem of losing some liquid condensate and, what is still more problematic, is the insulation of gas reserves in the zones of deteriorated reservoir properties, and be of "local" nature – being in direct proximity to the output wells – which, of course, will serve as the reason for liquid condensation and, when it accumulates in the place of condensation, the productivity will deteriorate and the skin-effect will increase.

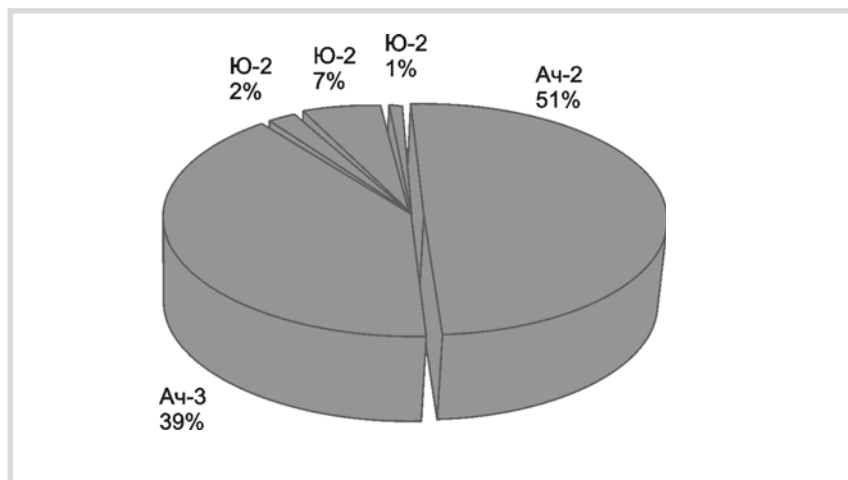
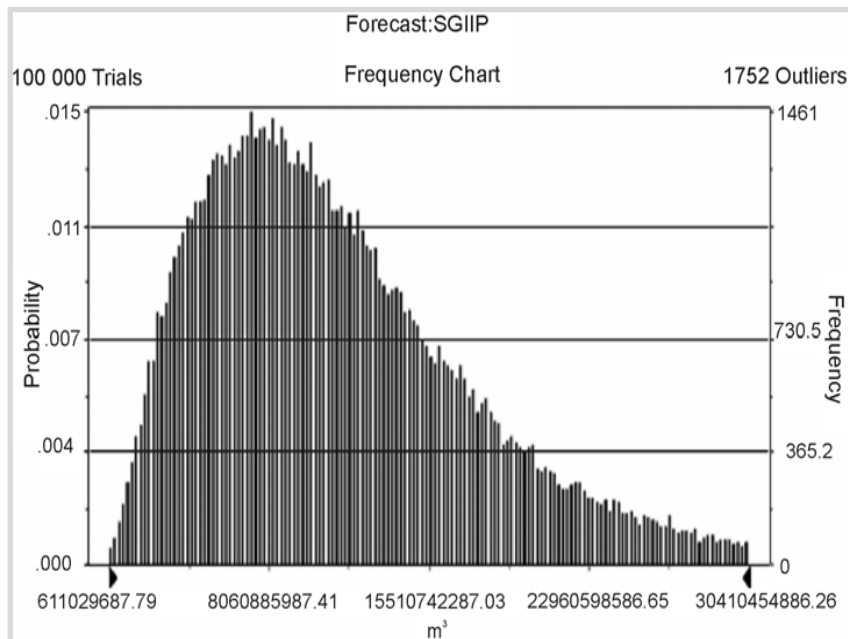
Still another problem encountered in the operation of the gas wells may be the formation of the hydrates. To analyze thermobaric conditions for the formation of hydrates and the problem of the liquid phase condensation out of the formation fluid articulated above, an analysis of phase diagrams is required. Unfortunately, for the Venikhyartsk oil and gas condensate deposit, no in-depth sampling was made. For the liquid phase, sampled on the surface only, volume percent of the boiling away fractions (fractional composition) was determined. With a certain amount of accuracy, it is possible to compare the boiled away portion of the liquid with the saturate, basing oneself on the boiling temperature of the latter. Several different probability degree options of the component composition of the liquid condensate have been proposed. Given the known gas condensate factor and the component compositions of the liquid and gas phases on the surface, it is not too much of a difficulty to calculate the component composition of the formation fluid and to build the phase diagrams.

Based on the most probable type of the phase diagram, the thermobaric conditions were noted which corresponded to the principal points where the condensate was located in the production system from the formation and to the separator, the liquid phase condensation zones and possible hydrates formation zones were determined (Fig. 4); conclusions were made regarding the optimum operating modes.

The next step in the work is to select the option of the gas turbine electric power station to utilize the gas of the Venikhyartsk oil and gas condensate deposit. Basing ourselves on the analysis made of the reserves and possible gas recovery factors for the deposit, a projection was made of the average daily yields of the gas for the deposit. Based on the productivity, different options of the gas turbine electric power station were proposed. Advantages and disadvantages of each option of the gas turbine electric power station were pointed out (Table 2). As can be seen from the table, the most probable scenario for development is the gas turbine electric power station for 90-120 MWt.

Conclusion

The calculation results show that, with the most probable projection for the oil and gas condensate deposit, the power supplied to the gas turbine electric power station will be sufficient to provide electric power for the existing users. More detailed calculation results are given in Figure 5, where the electric power requirements are plotted in solid color, while supply possibilities are marked in semi-transparent shade.



С определенной долей точности можно сопоставить выкипевшую часть жидкости с предельным углеводородом, основываясь на температуре кипения последнего. Предложено несколько равновероятных вариантов компонентного состава жидкого конденсата. При известном газоконденсатном факторе и компонентных составах жидкой и газообразной фазы на поверхности рассчитать компонентный состав пластового флюида и отстроить фазовые диаграммы не представляет особой сложности.

Основываясь на наиболее вероятном виде фазовой диаграммы, были отмечены термобарические условия, соответствующие основным точкам нахождения конденсата в системе добычи от пласта и до сепаратора, определены зоны выпадения жидкой фазы и возможные зоны образования гидратов (рис.4), сделаны выводы об оптимальных режимах эксплуатации.

Следующим этапом работы является подбор варианта ГТЭС для утилизации газа Венихъяртского НГКМ. Основываясь на проведенном анализе запасов и возможных КИГ для месторождения, был сделан прогноз на среднесуточные дебиты газа для месторождения. Основываясь на продуктивности, были предложены различные варианты ГТЭС. Отмечены преимущества и недостатки для каждого варианта ГТЭС (табл. 2). Как можно увидеть из таблицы, наиболее вероятным вариантом развития является ГТЭС на 90-120 МВт.

Таблица 2 и 3 – варианты ГТЭС для Венихъяртского НГКМ и потребности соседних месторождений в электроэнергии. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ** Результаты расчетов показывают, что при наиболее вероятном прогнозе разработки НГКМ мощность, поставляемая ГТЭС, будет достаточной для обеспечения электроэнергией существующих потребителей. Более детально результаты расчетов представлены на рисунке 5, где потребности в электроэнергии нанесены сплошным цветом, а возможности обеспечения нанесены полупрозрачным тоном. ■

| Пласт | Категория | Начальные геологические запасы газа, млн. кубометров | Начальные геологические запасы конденсата, тыс. тонн | Утвержденный коэффициент извлечения, доли ед. | Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн |
|------------------|-----------|--|--|---|--|
| Ач-2 | C1 | 5069.5 | 165 | 0.79 | 130.3 |
| | C2 | 2607.3 | 1462 | 0.79 | 1155 |
| | C1+C2 | 7676.8 | 311.2 | 0.79 | 2458 |
| Ач-3 | C1 | 4474 | 161.6 | 0.79 | 127.7 |
| | C2 | 1580 | 120 | 0.79 | 94.8 |
| | C1+C2 | 6054 | 281.6 | 0.79 | 222.5 |
| Ю-2 | C2 | 444 | 12 | 0.79 | 9 |
| Ю-3 | C2 | 1211 | 41 | 0.79 | 32 |
| Ю-4 | C2 | 256 | 6 | 0.79 | 5 |
| Итого по пластам | | 15641.8 | 651.8 | 0.79 | 514.3 |

| Пласт | Категория | Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн | Утвержденный коэффициент извлечения, доли ед. | Начальные извлекаемые запасы нефти, | Начальные геологические запасы растворенного газа, млн кубометров | Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн кубометров |
|-------|-----------|---|---|-------------------------------------|---|---|
| Ю-4 | C1 | 415 | 0.15 | 62 | 11 | 2 |
| | C2 | 7440 | 0.15 | 1116 | 201 | 30 |
| | C1+C2 | 7855 | 0.15 | 1178 | 212 | 32 |

| | Геологические запасы сухого и растворенного газа, *10 ⁶ куб. м | Извлекаемые запасы сухого и растворенного газа, *10 ⁶ куб. м | Среднесуточный дебит газа по месторождению *10 ³ куб. м/сут | Мощность ГТЭС, МВт |
|--------------------|---|---|--|---|
| Пессимистичный | 4000 | 1200 | 109.6 | 25 (блок ГТУ-25 ПЭР/) |
| Наиболее вероятный | 10000 | 7500 | 684.9 | 92-116 (2GE LM 6000 или 4ТТУ-25 или RR Irant) |
| Оптимистичный | 20000 | 19200 | 1753.3 | 157 и выше (ГТЭ-160) |
| Принятый | 15641.8 | 12356 | 1354.7 | 100-150 |

| Название | Мощность, МВт | Уд. расход газа, *10 ³ куб. м./сут (Нн = 11000 ккал/кг) | Приблизительная | Примечания |
|--|---------------|--|-----------------|---|
| ОАО «Авиадвигатель» 4 энергоблока ГТУ-25 ПЭР | 100(4*25) | 500-600 | 45-55 | блочная, дешевая в обслуживании |
| НПО «Сатурн» ГТЭ-110 | 110 | 800 | 40-55 | низкая стоимость |
| «Силовые машины» - «Siemens» ГТЭ-160 | 157 | ?(1000) | 58-70 | высокая надёжность и проверенность временем |
| 2 энергоблока General Electric LM 6000 PD | 92(2*46) | ? | ? | гибкость в работе |
| General Electric PG 9171 | 125 | 670 | ? | высокая надёжность |
| 2 энергоблока Rolls-Royce Trent *58) | 116(2*58) | ? | ? | гибкость в работе |

| | Percentile | m ³ |
|-------------------------|------------|-------------------|
| | 0% | |
| пессимистичный прогноз | 10% | гг3 3106390-72.18 |
| | 20% | 4125116335.92 |
| | 30% | 5777486469.41 |
| | 40% | 725213391-1.48 |
| наиб. вероятный прогноз | 40% | 8662350994.54 |
| | 50% | 10169264 096.18 |
| | 60% | 11&45753967.05 |
| | 70% | 13818356 195.88 |
| оптимистичный прогноз | 70% | 15437392 921.58 |
| | 80% | 20548870 67297 |
| | 90% | |
| | 100% | 82353216 846.37 |