



А.Г. Шатровский, к.т.н., А.С. Чинаров, к.т.н., М.Р. Салихов (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

A.G. Shatrovskiy, A.S. Chinarov, M.R. Salikhov (LLC Gazpromneft NTC)

Газпром нефть: Группирование проектных скважин для размещения кустовых площадок на примере многопластового месторождения

Gazprom Neft: Clustering Design Wells for Well Pad Placement in a Multi-Layer Field

В статье предложен подход к повышению качества проектирования разработки многопластового месторождения, что позволяет приблизить проект к реальным условиям освоения актива, снизить его капиталоемкость. Ключевой задачей для этого является поиск оптимальной схемы кустования скважин на основе системы разработки целевых эксплуатационных объектов, при которой обеспечивается формирование элементов разработки на зависимых объектах эксплуатации за счёт транзитного фонда проектных скважин. При этом учитывается назначение и режим работы скважин. Такая схема размещения кустов скважин должна обеспечить минимальные капитальные затраты и технологические риски при реализации проекта за счёт многофакторной оптимизации. С этой целью учитываются длина проходки и сложность траектории скважин, инфраструктура,

This article suggests an approach to improving the design and development of multi-layer fields, enabling the project to mirror real-life conditions of the asset under development, thus making it possible to reduce capital expenditures. The key task to achieving this objective is to find the optimal well cluster designs based on maximizing production from the target in line with the surface production facilities. The well's purpose and operational conditions are all factored into the cluster pattern. Such well pad placement schemes should ensure the minimum of capital expenditures and technical risks during the project's implementation through multi-factor scenario optimization. For this purpose, the length of the well and its trajectory are taken into account, as well as, the infrastructure, natural and environmental restrictions which exist in the field and in any well construction constraints. In multi-layer fields, such tasks cannot be solved using the existing software programs.

природные и экологические ограничения на территории месторождения, технические ограничения при строительстве скважин. Подобная задача для многопластовых месторождений не решается существующими программными комплексами. Рассмотрен способ группирования проектных целей бурения, как этапа кустования, на основе модифицированного метода кластеризации «k-средних». Алгоритм кластеризации адаптирован для минимизации суммарной проходки наклонных и горизонтальных скважин, с учётом сложности их траекторий.

После группирования целей бурения повысить точность проектирования позволяет учёт фактического фонда скважин – для анализа сближения с проектными траекториями; учёт геологии месторождения, в том числе структурные геологические поверхности, разломная модель, контуры нефтеносности, модель нефтенасыщенности эксплуатационных объектов; учёт наземной инфраструктуры и гидрографии – для размещения кустовых площадок. Такая детализация позволяет максимально приблизить результаты проектирования к реальным условиям, а современное ПО – объединить всю эту информацию в единый проект.

В технологической схеме разработки месторождения одним из критериев поиска оптимальной системы разработки является экономика проекта. При этом в ходе реализации проектных решений на строительство скважин может приходиться до 80% и более общего объёма капитальных вложений. Очевидно, что в таком случае при проектировании следует уделять внимание поиску оптимальной схемы разбуривания месторождения [1]:

- размещение кустовых площадок с учётом наземной инфраструктуры месторождения (трубопроводов, дорог, элементов обустройства), топографии поверхности, рельефа местности, свободных участков (слотов) на существующих кустовых площадках, экологических ограничений;
- проложение траектории проектных скважин с учётом пробуренного фонда, геологического разреза месторождения, технических ограничений.

Для получения максимального экономического эффекта кустование проектных скважин месторождения должно выполняться на ранней стадии его эксплуатации и далее уточняться с получением более полного представления о геологическом строении месторождения.

A phase of well pad distribution based on the modified method of “k-mean clustering”, is considered in this article. The clustering algorithm was adapted for minimizing the cumulative footage length of the directional and the horizontal wells, whilst accounting for their complex trajectories.

Following the clustering of the drilling targets, a higher design accuracy can be achieved by analyzing the existing well stock – analyzing past well trajectories; taking account the field geology, including structural geological surfaces, a fault model, oil reservoir boundaries, production zone oil saturation models; the placement of ground infrastructure and hydrography – to place well pads. Such a high degree of detail makes it possible to maximize the design to real world conditions, and for the modern software – to unify all of this information into a singular project.

Project economics is one of the key criteria in the field development plan to enable optimal field development. Up to and over 80% of the total volume of capital investments can be spent on well construction. Obviously, a great deal of attention should be paid to finding and designing the optimal well development program for the field[1]:

- Placement of well pads, considering the field ground infrastructure (pipelines, roads, and field site facilities), the surface topography, terrain relief, sections (slots) at the existing well pads, environmental restrictions.
- Planning well trajectories by considering the historically drilled wells, field geologic cross-sections, engineering constraints.

To achieve the maximum economic effect, the clustering of the wells must be carried out at an early development phase, and further on it must be adjusted and updated as a more complete picture of the field's geological structure is obtained.

At present, this task lies upon the shoulders of the subsoil user, since no regulations have been established about the implementation of the well pad clusters in any phase of the reservoir and production engineering, field infrastructure development or well construction. The well pad design phase is often practically missing, at least as far as the whole of a field is concerned. The design is carried out on site – from pad to pad, by clustering the design wells in accordance with their offset from the wellhead, depending on the derrick load capacity. Designing trajectories in the boundaries of a well pad is designed for a group of “confident” geological drilling targets, or even for that of a single well.

В настоящее время эта задача остаётся за недропользователем, так как регламентирующей документацией не установлены требования к выполнению кустования скважин ни на одной из стадий проектирования разработки месторождения, обустройства или строительства скважин. На практике часто отсутствует этап проектирования кустов скважин в масштабе месторождения. Проектирование осуществляется локально – от куста к кусту, с группированием проектных скважин по максимальному смещению от устья в зависимости от грузоподъёмности буровой установки. Внутри куста проектирование траекторий выполняется по группе «уверенных» геологических целей бурения или даже по одной скважине.

Подобный подход приводит к проложению все более сложных траекторий от скважины к скважине, увеличению проходки бурением. В целом по месторождению отсутствует элемент оптимизации размещения кустовых площадок или применяется локальная оптимизация, ограниченная только суммарной проходкой внутри куста и, как правило, с учетом имеющихся буровых установок. Такое узкомасштабное планирование негативно влияет на экономику проекта.

Применительно к многопластовым месторождениям еще одним следствием описанного похода является отсутствие перспектив освоения транзитных объектов эксплуатации, разбуривание которых самостоятельной сеткой скважин, нерентабельно. Рентабельность таких объектов (пластов) можно увеличить приобщением их к целевым (основным) эксплуатационным объектам с помощью транзитного фонда пробуренных или проектных скважин, сформировав систему разработки из добывающих и нагнетательных скважин.

Таким образом, проектирование кустов скважин должно учитывать множество факторов, при этом важно обеспечить поиск оптимальных решений, реализация которых позволит в итоге снизить капитальные вложения.

Для оптимизации группирования проектных скважин, как одной из задач кустования, могут применяться различные критерии: например, суммарное смещение забоев от вертикали, суммарная проходка по всему проектному фонду скважин, сложность траекторий (суммарные углы азимутальных или пространственных искривлений), суммарная стоимость скважин. Требуется минимизировать соответствующий критерий или

Such an approach results in more complex trajectories from well to well, which also increases the drilling footage. For the whole field, the element of well pad placement optimization is missing, or just conducted locally “on site”, which is limited by the total footage length within the pad and, as a rule, the size of the available drilling rigs. Such nearsighted planning has a negative impact on the project’s economics.

Regarding multi-layer fields, another consequence of the described approach lies in potentially missing the possible development of multi-zone production targets whose drilling, if an individual well spacing pattern is applied, would normally be economically inefficient. The economic efficiency of such targets (formations) can be increased by connecting them with the target (main) production facilities using multi-zone drilling or by designing wells to create a migration system from the producing and the injection wells.

Therefore, a lot of factors must be considered while designing well pads and it is important to find the optimal solutions which will ultimately reduce capital investments.

To optimize the design cluster, as one of the well pad tasks, various criteria can be applied: for instance, the resultant bottom hole kick-off, cumulative footage of the whole design well stock, trajectory complexity (cumulative angles of the azimuthal or dimensional deviations), total well cost. The values of relevant criteria or a group of criteria need to be minimized. To be able to construct small or large well clusters, using drilling rigs with various capacities must be factored in. The quantity of well pads and the field ground infrastructure, in general, depend on this.

The task is hardly solvable using any existing software, not in an autonomous mode any way, therefore, well pads or the well cluster for multi-layer fields will require manual design work which is dependent on the qualification and skill of the design engineer, i.e. it is an intellectually demanding task. The task is to search and find the optimal well padding scheme based on production target development ensuring the development of multi-zone formations. The well objectives and operational conditions should be considered as well.

The well clustering process is considered as a point clustering task, i.e. clustering drilling targets located in the production target areas. Thus, the task turns into one of searching for the zones of densely located points, to combine them into well pads. The well pads serve as the created cluster’s center.

группу критериев. При таком подходе должна учитываться возможность использования буровых установок различной грузоподъемности для создания малых или больших групп скважин. От этого будут зависеть число кустовых площадок и концепция наземного обустройства месторождения.

Данная задача полностью не решается ни одним программным обеспечением, по крайней мере, в автоматическом режиме, и кустование или только группирование проектных скважин для условий многопластовых месторождений предполагает ручное проектирование, зависящее от квалификации проектировщика, т.е. является творческой задачей. Постановка её заключается в поиске оптимальной схемы кустования скважин на основе системы разработки целевых эксплуатационных объектов, при которой обеспечивается формирование элементов разработки на зависимых объектах эксплуатации за счёт транзитного фонда проектных скважин. При этом учитывается назначение и режим работы скважин.

Процесс группирования скважин можно рассматривать как задачу кластеризации точек – целей бурения, размещенных в пространстве эксплуатационных объектов. В такой постановке группирование целей бурения становится задачей поиска областей с плотно упакованными точками и объединения их в кусты. Кустовые площадки выступают в качестве центров созданных кластеров.

Существуют различные алгоритмы кластеризации точек в пространстве. Одним из таких является метод k-средних, также называемый методом быстрого кластерного анализа. Алгоритм стремится минимизировать суммарное квадратичное отклонение точек кластеров от центров кластеров. В рассматриваемом случае используется евклидово расстояние, точнее длина траектории скважины. Алгоритм предполагает наличие гипотезы о наиболее вероятном числе кластеров и их начальном положении. Так как число кустовых площадок первоначально неизвестно, то расчёт выполняется для разного числа кустов и далее сравниваются полученные результаты. Каждый расчёт оптимизирует распределение проектных скважин по кустовым площадкам. Имея набор расчётов, можно определить оптимальное значение необходимых критериев: экономических показателей, грузоподъёмности буровых установок, числа рискованных для бурения скважин и др.

Points can be clustered into spaces using various algorithms. One of them is the method of “k-mean clustering”, also known as the fast cluster analysis method. Its algorithm tends to minimize the total squared error of the cluster points from the cluster centers. The Euclidean distance is used in this example, and namely, the well trajectory length. The algorithm presumes a hypothesis on the most probable cluster number and the clusters initial position. Since the well pads number is initially not known, the calculation uses various well pad numbers, and the derived figures are compared. Each calculation results in an optimal well distribution by well pads. Having a series of computations, it is possible to define an optimal value for a required criterion, such as: economic indicators, drilling rig capacities and the number of risky wells to be drilled.

The clustering outcomes may depend on the well pads initial, selected position, therefore the enhanced k-means algorithms can offer better initial centroid values for future clusters. Using the k-means method does not solve the well clustering design task immediately. It is applicable for directional wells, while having some constraints with horizontal wells [2].

The k-means algorithms can be adapted to the clustering of both directional and horizontal wells. Firstly, this can be achieved by approximating the designed well trajectory to the existing one, considering the straight hole minimal depth, the horizontal section length and its positional coordinates in the formation. Secondly, the total azimuth value varying along the borehole should be considered until the production horizon is reached. The computed, weighted well length data sets are appropriate to use when the azimuthal angle variation values along the wellbore, including the inclination angle value exceeding 90°, are replaced with the equivalent length trajectory value. This helps minimize the trajectory curvature in the process of searching for an optimal well pad placement pattern, and it makes the project implementation much simpler.

To find the well equivalent trajectory length value, we can proceed from the assumption of the constancy of the Drilling Difficulty Index (DDI) [3]:

$$DDI = \log \left[TD \cdot \left(\frac{AHD}{VD} \right) \cdot TORT \right],$$

where, TD is borehole measured depth, AHD is the bottom hole kick-off value, VD is the true vertical depth, TORT is the trajectory cumulative curvature.

Then the weighted trajectory length value is changed by the value of $(\Delta\phi + \Delta\alpha_1)/(\Delta\phi + \Delta\alpha) \cdot TD$, where $\Delta\phi$ is variation of the azimuthal trajectory angle value, $\Delta\alpha$ is the varying inclination angle, $\Delta\alpha_1$ is the value exceeding 90°.

Результат кластеризации может зависеть от выбора начального положения кустовых площадок, поэтому существуют улучшенные алгоритмы k-средних, предлагающие лучшие начальные значения центроидов будущих кластеров. Использование метода k-средних не позволяет напрямую решить задачу группирования проектных скважин. Он может быть применим для наклонно-направленных скважин, а для горизонтальных скважин возникает ряд ограничений [2].

Тем не менее существует возможность адаптации алгоритма k-средних к группированию как наклонно направленных, так и горизонтальных скважин. Для этого, во-первых, следует приблизить траекторию скважин к реальной, где будут учтены минимальная глубина вертикального участка, длина горизонтального участка и координаты положения его в пласте. Во-вторых, необходимо учитывать суммарное изменение азимута по стволу при выходе на продуктивный горизонт. Для этого удобно использовать данные расчёта взвешенной проходки скважины, когда любое азимутальное изменение по стволу, а также изменение зенитного угла более 90° заменяется эквивалентной длиной траектории. Такой подход позволяет уменьшить извилистость траекторий в процессе поиска оптимального размещения кустовых площадок, снизить сложность реализации проекта.

Для определения эквивалентной длины траектории скважины, можно, например, исходить из постоянства индекса сложности бурения DDI (Drilling Difficulty Index) [3]:

$$DDI = \log \left[TD \cdot \left(\frac{AHD}{VD} \right) \cdot TORT \right],$$

где TD – глубина по стволу скважины, AHD – отход забоя скважины от вертикали, VD – вертикальная глубина скважины, TORT – суммарная кривизна траектории.

Тогда взвешенная длина траектории будет меняться на величину $(\Delta\phi + \Delta\alpha_1)/(\Delta\phi + \Delta\alpha) \cdot TD$, где $\Delta\phi$ – изменение азимутального угла траектории, $\Delta\alpha$ – изменение зенитного угла, $\Delta\alpha_1$ – величина превышения $\Delta\alpha$ значения 90°. Таким образом, критерий «взвешенная проходка» является комплексным и позволяет проводить оптимизацию одновременно по суммарным длине и изменению углов траекторий скважин.

Задача группирования проектных скважин авторами решалась на примере многопластового месторождения, включающего 52 продуктивных пласта (16 объектов разработки) северного купола

Thus, the “weighted footage length” is a complex value and it enables optimization based on the total length value and the well trajectory angle varying values at the same time.

The design well clustering task was approached by the authors using a multi-layer field example, comprising of 52 productive formations (16 development targets) in the northern dome, and 53 formations (18 development targets) in the southern part. The Pokur, Tangal, Sortym, Vasyugan and the Tyumen Suites represent oil and gas saturated layers occurring in the depth of 1158 to 3239m. The most prospective development targets were drilled using individual spacing pattern for the targets. Nine such targets were delineated in the northern and southern domes, correspondingly. Drilling for the other targets was economically inefficient, those targets can be developed using the multi-zone wells. The drilled well stock amounted to 247 producing wells, 68 injection wells, 20 gas wells and 13 water supply wells at the start of the reservoir development. Further on, it was decided to drill 207 producing wells, 97 injection wells and 485 sidetracks. Four complexes were outlined in the southern dome and three complexes – in the northern dome; the development targets were combined into an integrated well stock, to implement the wells returning from the target well stock to the multi-zone wells.

The principal task therefore was to justify the possibility of commingling the multi-zone development targets to develop them using the well placement pattern that was designed for the target reservoirs. The calculations determined the well design placement ensuring the penetration of all the drilling targets. An integrated field model was built up using the modern engineering design software comprising of the structural geological surfaces, the fault model, the existing well stock, the infrastructure and the topography of the field.

The engineering design phase included:

1. Design well clustering using the k-means adapted algorithm with varying preset well pad numbers;
2. Comparing the computed variants and selecting a well spacing pattern;
3. Optimizing the well trajectories and the well pad locations, considering the criteria preset for a selected well placement pattern.

Figure 1 presents the design well clustering patterns in the southern dome of the multi-layer field matching with the minimum of capital investments. Both the directional and horizontal well pad clustering was carried out using the cumulative trajectory length optimization (Fig.1,a) and the cumulative weighted well length (Fig.1,b), to

и 53 пласта (18 объектов разработки) южного купола. Этаж нефтегазоносности представлен пластами покурской, тангаловской, сортымской, васюганской и тюменской свит, находящиеся на глубине от 1158 до 3239 м. Наиболее перспективные для освоения эксплуатационные объекты разбуриваются самостоятельной сеткой скважин и являются целевыми. На северном и южном куполах выделено по девять таких объектов. На остальные объекты нерентабельно бурить самостоятельные скважины, их можно разрабатывать транзитным фондом. На начало проектирования разработки месторождения пробуренный фонд составлял 247 добывающих, 68 нагнетательных, 20 газовых и 13 водозаборных скважин. В ходе проектирования к бурению было запланировано 207 добывающих, 97 нагнетательных скважин и 485 боковых стволов. При проектировании было определено четыре комплекса на южном и три комплекса на северном куполах, внутри которых эксплуатационные объекты объединены единым фондом скважин для осуществления возврата скважин с целевых объектов на транзитные.

Таким образом, основной задачей являлось обоснование возможности приобщения транзитных объектов эксплуатации для разработки их сеткой скважин, спроектированной для целевых пластов. В результате расчётов была определена схема размещения кустов проектных скважин, обеспечивающая достижение всех проектных целей бурения. С помощью современного программного обеспечения по проектированию была построена интегрированная модель месторождения, сочетающая структурные геологические поверхности, разломную модель, фактический фонд скважин, инфраструктуру и топографию месторождения.

Проектирование включало следующие этапы:

1. Группирование проектных скважин адаптированным алгоритмом метода k-средних при различном заданном числе кустовых площадок;
2. Сравнение расчётных вариантов и выбор схемы кустования;
3. Оптимизация траекторий скважин и положения кустовых площадок с учётом заданных критериев для выбранной схемы кустования.

На рис. 1 представлены схемы группирования проектных скважин южного купола многопластового месторождения, отвечающие минимуму капитальных вложений. Для сравнения критериев оптимизации

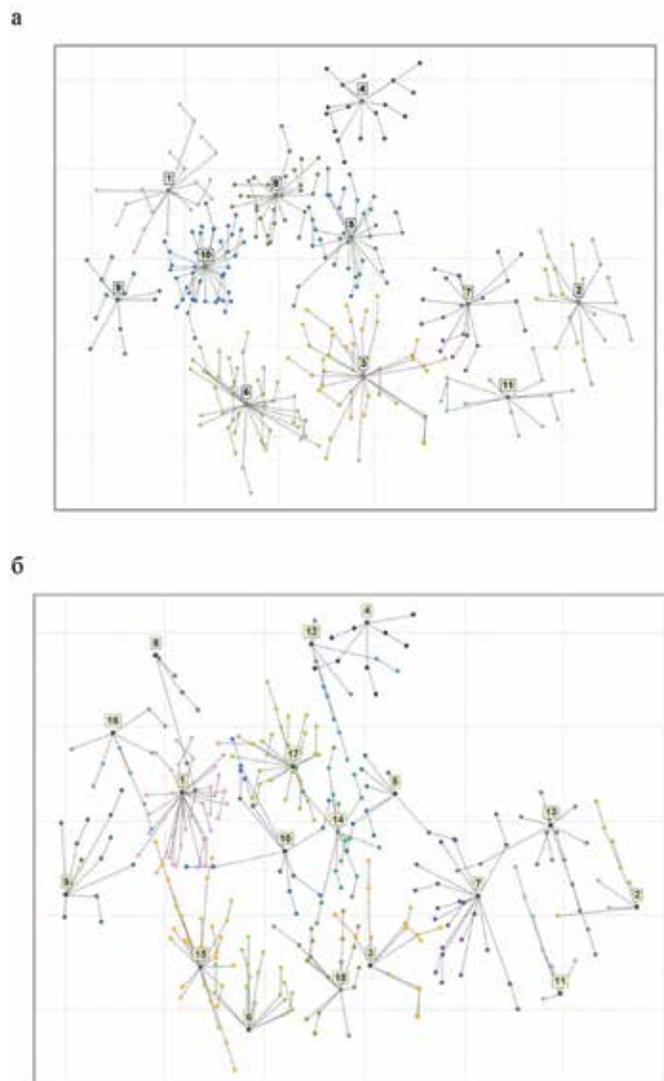


Рис. 1: Схема кустования при оптимизации по суммарной длине траекторий скважин (а) и суммарной взвешенной проходке скважин (б)

Fig. 1: The clustering pattern using the optimization by the cumulative well trajectory length (a) and by the cumulative weighted footage length (b)

compare the optimization criteria. The drilling in this case was designed for six target formations, overlapping in the map, whose wells are located at different levels, and their trajectories were separated during further planning.

Figure 1 illustrates that clusters tend to occupy the areas of densely packed points. The trajectories of most wells are adjusted along the 90° azimuth. Such wellbore paths are complex to implement; they demand higher equipment standards, the drilling equipment endurance capability, and that of production strings as well, the circulation fluid quality, its lubricating properties and the capability to support borehole walls. Besides, accident risks are higher, the service contractor's experience and qualifications also need to increase. In the second case (Fig. 1, b), the clusters are built-up using the minimum of the trajectory curvature value.

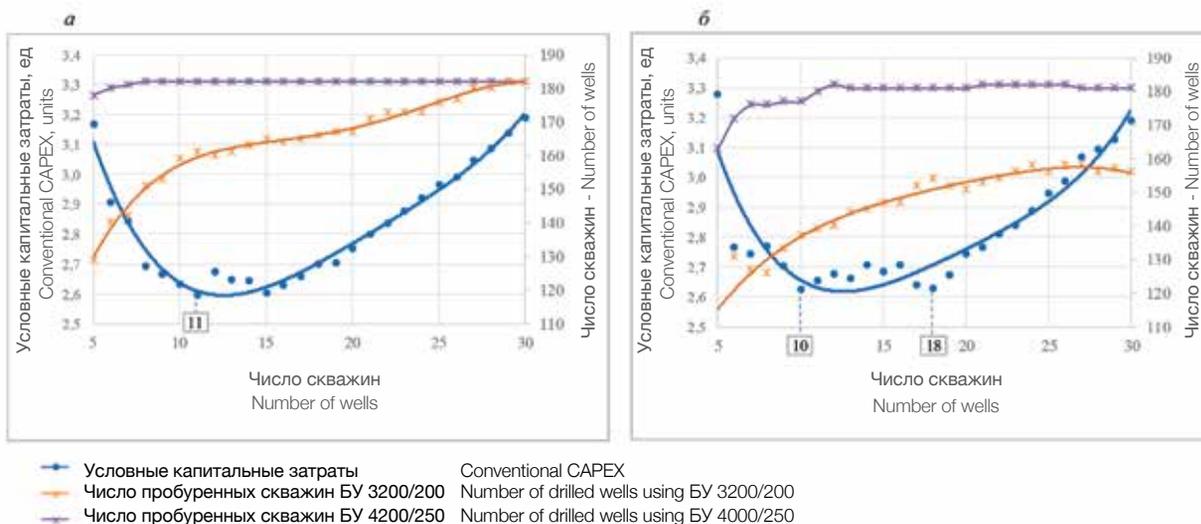


Рис. 2: Зависимость суммарных капитальных вложений (условные значения) от числа кустов при оптимизации: по суммарной длине траекторий (а) и суммарной взвешенной проходке (б)

Fig. 2: The relationship between the total capital investments (conventional values) and the number of well pads during optimization: by the cumulative trajectory length (a) and by the cumulative weighted footage length (b)

группирование кустов наклонно направленных и горизонтальных скважин осуществлялось при оптимизации по суммарной длине траекторий (рис. 1, а) и суммарной взвешенной проходке (рис. 1, б). В данном примере бурение спроектировано на шесть целевых пластов, пересекающихся в плане, и соответственно, скважины размещены на разных уровнях, а их траектории при дальнейшем проектировании разведены между собой. Из рис. 1, а видно, что кластеры пытаются занять области плотно упакованных точек. При этом траектории большинства скважин корректируются по азимуту до 90° и более. Такие трассы скважин сложны для реализации, предъявляют повышенные требования к применяемому оборудованию, прочности бурового инструмента и обсадных колонн, качеству промывочной жидкости, её смазывающим характеристикам, способности удерживать стенки скважин. Кроме того, повышаются риски возникновения аварий, требования к опыту и квалификации сервисных подрядчиков. Во втором случае (рис. 1, б) кластеры строятся на основе минимальной извилистости траекторий.

Аналогичные схемы группирования проектных скважин были построены для разного числа кустов. В результате их сравнения получены зависимости суммарных капитальных вложений от числа кустов скважин (рис. 2). Капитальные вложения включают стоимость строительства скважин, отсыпки и обустройства кустов. При минимальном числе кустов проходка скважин максимальна, стоимость проекта возрастает. При максимальном числе кустов увеличиваются затраты на отсыпку кустов и инфраструктуру месторождения.

Similar well clustering design patterns were built up for different numbers of well pads. Their comparison resulted in the derived relationship between the total investment values and the number of well pads (Fig.2). Capital investments include the well construction costs, the well pad filling and engineering costs. The well's length is at its maximal with the minimal well pad number which increases project costs. When the well pad number is at a maximum, the well pad building and field construction costs go up.

When optimizing with the cumulative trajectory length, the minimum capital investments are obtained with 11 well pads in the variant "a" (Fig.2, a), and with 10 or 18 well pads in the variant "b" (Fig.2, b), using the weighted well length. In the first case, it is possible to drill all the planned wells using the drilling unit БУ 4000/250, when clustering by 6 well pads; in the second case it can be done using the clusters of more than 11 well pads – therefore, a more acceptable variant is the one with 18 well pads (Fig.18, b).

Excluding the curved trajectories is instrumental for building longer length trajectories. The trajectories become simpler to perform but their lengths extend by 42m in an average of 182 wells. However, additional expenses are neglected while performing more complex trajectories, with significant adjustments made by the azimuth, which increases the project implementation cost if we perform the optimization via the trajectory length criterion.

In the other field section (Fig.3), the well clustering pattern is presented, prepared for the drilling of 13 formations, overlapped in the map. The delineated

При оптимизации по суммарной длине траектории минимум капитальных вложений достигается при формировании 11 кустов скважин в (рис. 2, а), по взвешенной проходке – 10 или 18 кустов (рис. 2, б). В первом случае буровой установкой БУ 4000/250 можно пробурить все проектные скважины при формировании более 6 кустов, во втором – при формировании более 11 кустов, поэтому более приемлемым является вариант с 18 кустами (рис. 18, б).

Исключение извилистых траекторий способствует формированию траекторий большей протяжённости. Траектория реализуется проще, но в среднем на 182 шт. проектируемых скважин длина увеличивается на 42 м. Однако при расчёте не учтены дополнительные расходы на реализацию траекторий повышенной сложности со значительными корректировками по азимуту, что увеличило бы стоимость реализации проекта при оптимизации по длине траектории.

Для другого участка месторождения (рис. 3) приведена схема группирования скважин, запроектированных для бурения на 13 пластов, пересекающихся в плане. Выделенные цели бурения могут быть приобщены к другим скважинам, т.е. трасса скважины может быть проложена через ближайшие цели бурения, но если это значительно усложнит траекторию, то может быть запланировано бурение бокового ствола. Эксплуатация приобщаемых целей будет происходить после выработки запасов основных (нижележащих) эксплуатационных объектов, далее будет осуществлён перевод на вышележащий горизонт или бурение бокового ствола.

Сгруппированные подобным образом скважины и определённые для приобщения цели бурения можно использовать для дальнейшей оптимизации траекторий скважин внутри куста, а также для корректировки положения кустовых площадок с учётом других факторов: геологических, траектории стволов существующих скважин, гидрографических, инфраструктуры. Если на территории месторождения имеются значительные природоохранные зоны или водоёмы, не пригодные для строительства кустовых площадок, то это

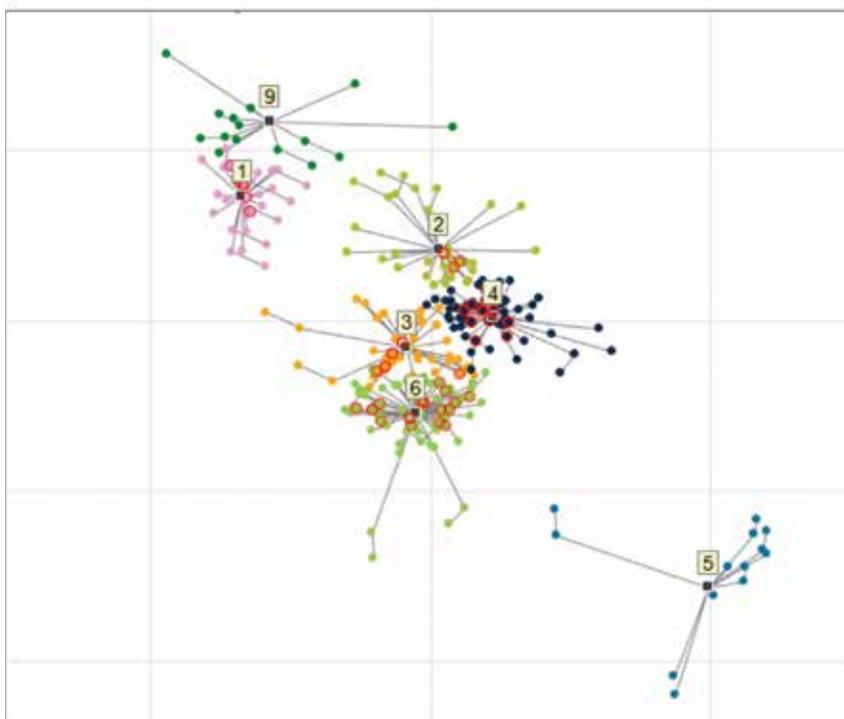


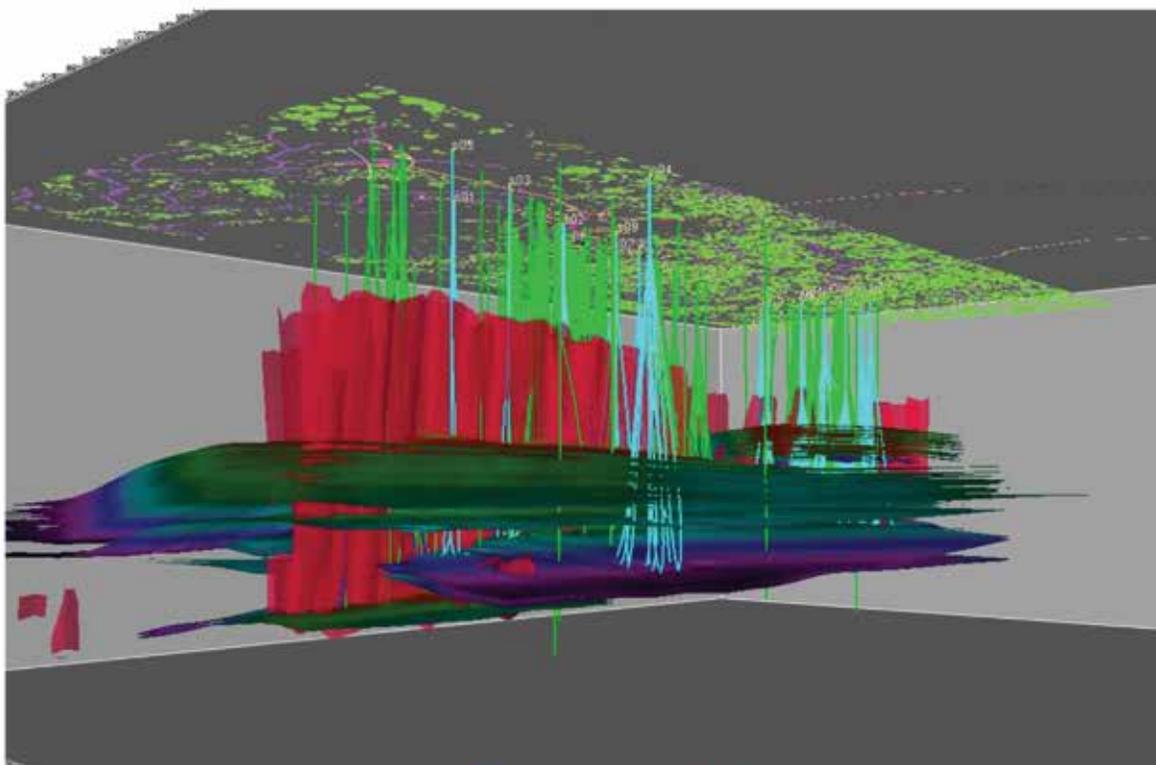
Рис. 3: Схема группирования кустов с приобщением к скважинам ближайших целей бурения (выделены красными кружками)

Fig. 3: The pattern of clustering well pads using the commingling with the nearest drilling targets (delineated with red circles)

drilling targets can be commingled with other wells, i.e. wells can be drilled through the nearest drilling targets, however the drilling of a sidetrack can be suggested if this is going to make the trajectory more complex. The commingled target exploration will be carried out until the reserves in the base (underlying) development targets are depleted; further on the transition to the overlying formation or the drilling of a sidetrack is going to take place.

The wells clustered and designed for commingling with the drilling targets, can be used for the further optimization of the well trajectories within a well pad, as well as for further adjustments in the well pad positions, considering other factors, like: the geology, the existing boreholes trajectories, the hydrography and infrastructure. If some nature reservation zones or water bodies happen to be there, it is not appropriate for well pad construction, this should be taken into account in the clustering phase, and an official ban is to be issued for placing pads in such areas.

An adequate design model of a modern software package was used in the course of the multi-layer field development, to design the drilling trajectories using the actual well stock and the available ground infrastructure as the input data. The designed well trajectories were built considering the technical constraints and the hazards of approaching the



Скважины: пробуренные
Wells: drilled stock

проектные
design stock

Рис. 4: Модель проектного фонда скважин в едином структурном каркасе месторождения
Fig. 4: The model of the design well stock in the unitary structural framework of the field

учитывается на стадии кластеризации, где вводится запрет на размещение центроидов внутри таких областей.

В проекте разработки многопластового месторождения для проектирования траекторий бурения в присутствии фактического фонда скважин и наземной инфраструктуры использовался соответствующий проектный модуль современного программного обеспечения. Были построены траектории проектных скважин с учётом технических ограничений и опасности сближения с трассами ранее пробуренных скважин. Учёт геологических условий позволил повысить точность проектирования кустов и траекторий скважин на многопластовом месторождении. Для составления проекта использовалась следующая геологическая информация:

- структурные геологические поверхности (кровля и подошва продуктивных пластов) и разломная модель в составе единого структурного каркаса месторождения;
- контуры нефтегазоносности;
- трёхмерная модель нефтенасыщенности эксплуатационных объектов.

already drilled wells. The knowledge of the geologic conditions enabled a higher accuracy for the well pad placement and well trajectory design to be achieved. The following geological information was used to make up the project:

- Structural geological surfaces (the top and bottom of productive formations) and the fault model as part of the field's uniform structural framework;
- Reservoir limits;
- 3D model of the hydrocarbon saturation of the development targets.

Such a level of detail enables maximum reality to be reflected in the design. The structural surfaces determine the intersection points between the design wells and the multi-zone development targets, offsetting them if needed, creating a development strategy using the multi-zone well stock, taking into account the well drive mechanism (production well, injection well etc.) The fault model clearly illustrates that the well trajectories pass through structural failures, and, depending on the fault permeability, a decision can be made if it is necessary to offset a borehole.

The reservoir boundaries and the hydrocarbon charge model help monitor the drilling targets and the

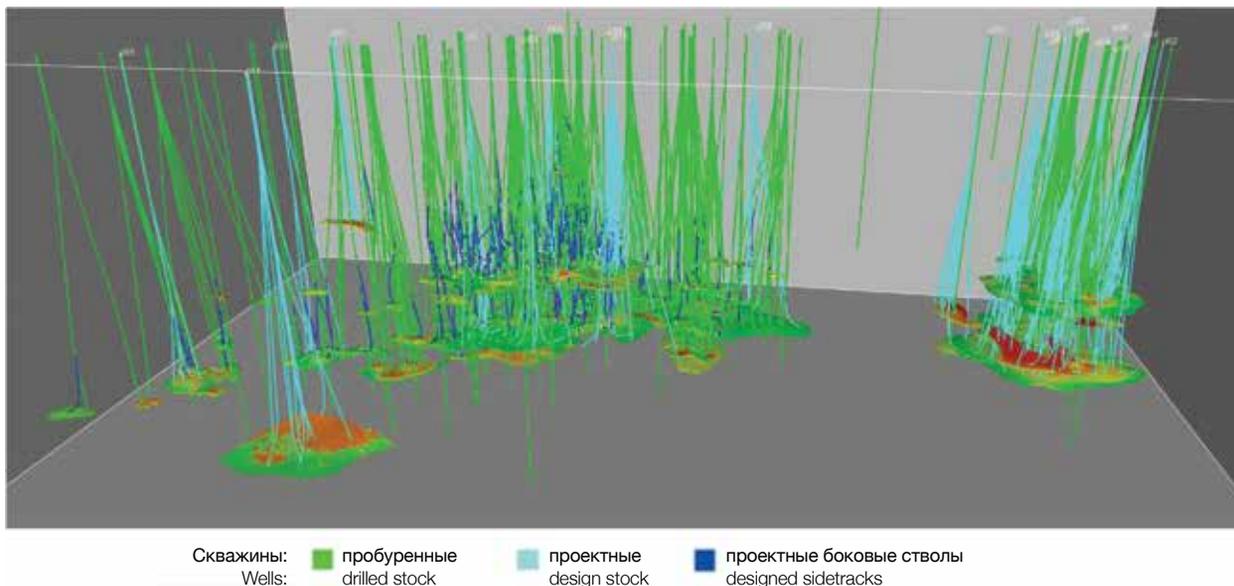


Рис. 5: Скважины проектного и фактического фондов на модели нефтенасыщенности эксплуатационных объектов
 Fig. 5: Wells of the design and the existing well stocks in the model of the hydrocarbon charge of development targets

Такая детализация позволяет максимально приблизить результаты проектирования к реальным условиям. Структурные поверхности дают возможность определить точки пересечения проектных скважин с транзитными объектами эксплуатации, сместить их при необходимости, сформировать систему разработки с использованием транзитного фонда скважин с учётом режима их работы (добыча, нагнетание). Наличие разломной модели наглядно показывает прохождение траекторий скважин через структурные нарушения, и в зависимости от проницаемости разлома принимается решение о необходимости смещения ствола скважины.

Контурсы нефтегазоносности и модель нефтенасыщенности помогают контролировать цели бурения и точки пластопересечений по простиранию пласта, корректировать положение точек скважин относительно значений остаточной нефтенасыщенности.

На рис. 4 представлен структурный каркас месторождения с картой топографии и наземной инфраструктуры (дороги, трубопроводы, строения, кустовые площадки, реки водоёмы). Такая информация даёт возможность уточнить положение кустов относительно природных препятствий, объектов инфраструктуры, зон с экологическими ограничениями. На рис. 5 показано размещение фактического и проектного фондов скважин с боковыми стволами на модели нефтенасыщенности эксплуатационных объектов.

intersection points between layers along the formation and adjust the well positions according to the residual oil saturation values.

Figure 4 presents the oil field's structural framework with the topography map and the ground infrastructure (roads, pipelines, buildings, well pads, rivers, water bodies). Such information enables obtaining more accurate information about the well pads positions considering the natural obstacles, the infrastructural assets, the environmentally restricted areas. Figure 5 presents the existing well stock distribution pattern and the design well stock with sidetrack in the development targets hydrocarbon charge model.

When the reserves are estimated, the field unitary structural frame work should be developed and the fault model prepared. To enable a collaborative work between the drilling and engineering functions, a strategy should be developed on how to operate the target production zones, considering the designed well trajectories.

Designing well pads in the course of project planning provides the following advantages:

1. The implementation of a multi-factor optimization of the clustering patterns, considering the "easy" and the "risky" wells.
2. The possibility of a more detailed calculation of the project's economics, considerable reduction in the capital investments for the drilling of the design wells.
3. Maximizing the project's reflection of the field's real-life conditions.

Подготовка исходных данных для такого проекта повышает требования к кросс-функциональному взаимодействию между подразделениями: геологическими, капитального строительства, маркшейдерскими, разработки, бурения и капитального ремонта, экономическими, технологии добычи. При подсчёте запасов должен быть сформирован единый структурный каркас месторождения, подготовлена разломная модель. При совместной работе функций разработки и бурения должна быть сформирована система разработки эксплуатационных объектов месторождения с учётом проектных траекторий скважин.

Проектирование кустов скважин в процессе подготовки проекта разработки месторождения даёт следующие преимущества:

1. Выполнение многофакторной оптимизации схемы кустования с учётом доли «лёгких» и «рискованных» скважин.
2. Возможность более детального расчёта экономики проекта, значительное снижение капитальных вложений в бурение скважин проектного фонда.
3. Приближение проекта к реальным условиям на месторождении.
4. Повышение качества проектирования на всех этапах: от технологической схемы разработки до проекта на строительство скважин и планов-программ на бурение каждой скважины.
5. Исключение технических рисков реализации проекта на ранней стадии проектирования разработки месторождения.

Список литературы

1. Оптимизация капитальных вложений в строительство скважин при концептуальном проектировании разработки месторождений / В.А. Карсаков, С.В. Третьяков, С.С. Девятьяров, А.Г. Пасынков // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 33–35.
2. Техничко-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании / А.Ф. Можчилов, С.В. Третьяков, Д.Е. Дмитриев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 126–129.
3. Kaiser Mark J. A Survey of Drilling Cost and Complexity Estimation Models // International Journal of Petroleum Science and Technology. – 2007. – V. 1. – № 1. – P. 1–22.

4. The design's improved quality in all the phases: from the technological development plan to the well construction project and the program/plans for drilling each individual well bore.

5. The exclusion of technical risks of the project implementation at an early stage of field development.

List of References

1. V.A.Karsakov, S.V.Tretyakov, S.S.Devyatyarov., A.G.Pasynkov «Well Construction Capital Investment Optimization during Field Development Conceptual Engineering» Oil Industry Journal. 2013. - Issue 12. - pp. 33–35.
2. A.F. Mozhchil, S.V.Tretyakov, D.E.Dmitriev [and others]. “Technical and Economic Optimization of Well Padding in the Integrated Conceptual Design // Oil industry Journal. – 2016. – Issue No. 4. - pp. 126-129.
3. Mark J. Kaiser “A Survey of Drilling Cost and Complexity Estimation Models” // International Journal of Petroleum Science and Technology. - 2007. - V. 1. - No. 1. - 2007. - pp. 1–22.

Authors

A.G. Shatrovskiy, A.S. Chinarov, M.R. Salikhov (LLC Gazpromneft NTC)

Авторы

А.Г. Шатровский, к.т.н., А.С. Чинаров, к.т.н., М.Р. Салихов (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «ПРОнефть»

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

