

УДК 622.553.504

Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., ООО Газпром добыча Ямбург»,
Красовский А.В., ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
Балашов А.Д., Никифоров А.Н., ООО «ЭДС Плюс»

Оптимизация схем размещения проектного фонда скважин на площади морского месторождения природного газа

Ключевые слова: экологическая безопасность, разработка газовых месторождений, геофизика, размещение скважин

В статье рассмотрены возможности оптимизации схем размещения проектного фонда скважин на площади морского месторождения газа при помощи алгоритма расстановки проектных скважин, что представляется эффективным с точки зрения сокращения сроков выполнения работ и получения оптимального размещения проектного фонда скважин при моделировании вариантов разработки газоконденсатных месторождений перед началом их экспертной оценки и ручной доводки специалистами по моделированию.

Основой рационального недропользования газодобывающей промышленности в регионах дислокации газодобывающих предприятий являются общепризнанные принципы устойчивого развития, требующие, в том числе, достижения максимального коэффициента извлечения углеводородов из недр и обеспечения экологической безопасности процессов разведки, обустройства и эксплуатации месторождений. Большинство месторождений газа связано с природными комплексами Арктики, в том числе в зоне побережий, которые отличаются повышенной чувствительностью к техногенным воздействиям. Арктическое побережье – естественная среда обитания коренных малочисленных народов, чье традиционное природопользование целиком зависит от биологических ресурсов региона и может быть легко разрушено некорректным вмешательством. Моря Арктики обладают огромным потенциалом водных биологических ресурсов, высоким биологическим разнообразием. Их акватории и берега легкоранимы и трудно восстанавливаются после различных нарушений, в том числе техногенного характера. К тому же это ареал обитания уникальных рыбных запасов сига – муксуна, нельмы, а также других ценных рыб, в том числе осетровых. Обско-Тазовская губа является уникальным пресноводным водоемом, обеспечивающим сток ряда северных рек, в том числе Оби, Таза и Надыма в Серный Ледовитый океан [1].

Практически все проекты, реализуемые в этих регионах, имеют международный аспект, как в связи с привлечением к их реализации зарубежных фирм и финансовых институтов, так и с трансграничным характером морских акваторий Северного Ледовитого океана и окружающих его стран.

Указанные особенности диктуют необходимость особого комплексного подхода к управлению технологическими, экологическими и социальными аспектами политики, стратегии и планов реализации нефтегазовых проектов, как на шельфе Арктики, так и на ее прибрежных территориях [2].

Особую актуальность данная проблема приобретает для месторождений мелко-водного арктического шельфа, к которым в ЯНАО можно отнести месторождения акваторий Обско-Тазовской губы. Суровый арктический климат в совокупности с малыми глубинами моря (8–12 м) обуславливают крайнюю сложность ледовой обстановки. Глубина донных борозд, оставляемых стамухами в период ледохода, достигает 0,7 м. В этих условиях крайнюю важность приобретает задача оптимизации количества скважин, ввиду того что каждая скважина является потенциальным источником высокого экологического риска. Кроме того, стоимость обустройства промысловых объектов морского базирования на порядок превосходит стоимость строительства аналогичных объектов на суше, а для уникальных ледовых условий Обско-Тазовской губы, не имеющих мировых аналогов, разница будет еще выше. Поэтому для обеспечения экологической и промышленной безопасности при разработке месторождений углеводородов арктического шельфа необходима разработка алгоритма расстановки проектных скважин на структуре, предусматривающего их концентрированное размещение (платформенное базирование), возможность использования многозабойных конструкций с горизонтальными отходами в несколько километров.

В настоящей работе предлагается решение поставленной задачи на основе развития процедуры, формализованной в работе [3]. В работе [3] в основу алгоритма размещения кустов скважин положены геолого-промысловые методы, основанные на выборе зон с максимальными подвижными запасами, учитывающие взаимное расположение новых проектных кустов между собой и с действующим фондом скважин. При определении размеров проектных кустов проводится оценка среднего радиуса взаимного влияния для исторического фонда скважин на основе вариограммного анализа. Ценность данной работы состоит в том, что в ней описанные выше методы формализованы, а сам алгоритм расстановки кустов полностью автоматизирован. Необходимо лишь задать диапазоны изменения варьируемых параметров, из которых в ходе работы алгоритма будут выбраны параметры, отвечающие оптимальному варианту расстановки. Вторая часть работы посвящена алгоритму расстановки скважин внутри куста. Учитывая ограничения на положение и вид профиля скважин, связанные со структурой пластов и особенностями конструктивных решений, строятся все допустимые варианты положений скважин в кусте. Для каждого из вариантов проводится анализ фильтрационно-емкостных свойств залежи в области скважины, а также между уровнем нижней перфорации и ГВК. Далее последовательно выбираются оптимальные варианты положения ствола скважины, для каждого из которых проводится серия гидродинамических расчетов для определения области взаимного влияния с соседними скважинами. В результате определяется оптимальное количество скважин, требуемых для выработки запасов внутри области рассматриваемого куста, и их взаимное расположение.

Настоящий алгоритм, возможности которого существенно расширены для применения при проектировании разработки морских месторождений, апробирован в процессе формирования основных технических решений по освоению Северо-Каменномысского нефтегазоконденсатного месторождения, реализован

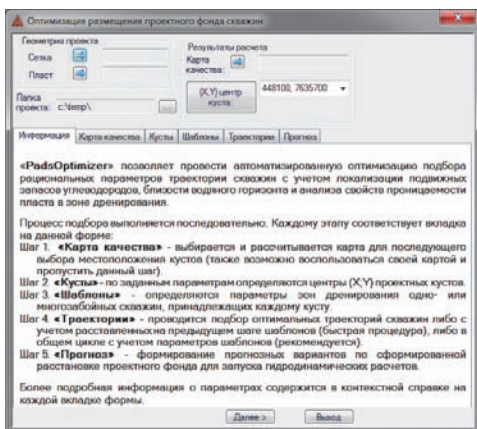


Рис. 1. Вкладка с описанием последовательности работы PadsOptimizer

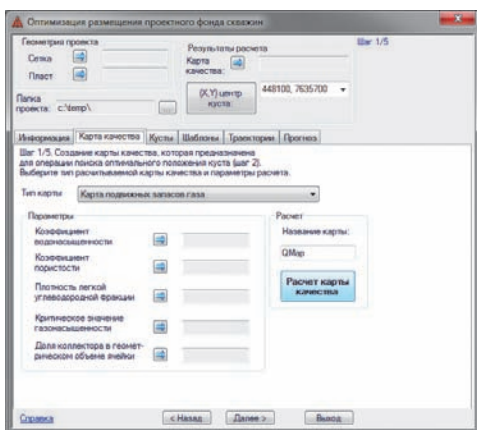
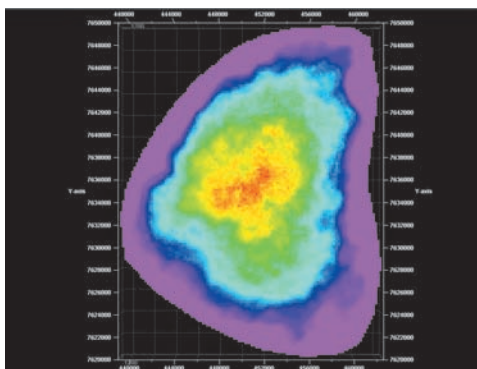


Рис. 2. Интерфейс создания карты качества в PadsOptimizer



в утилите (от англ. *utility* – компьютерная программа, расширяющая стандартные возможности оборудования и операционных систем, выполняющая узкий круг специфических задач.) PadsOptimizer, которая может интегрироваться в среду программного комплекса Petrel, либо в любую другую систему. Интерфейс приложения на русском языке представлен на рисунке 1.

Все шаги алгоритма разбиты по вкладкам единой формы утилиты. Алгоритм является последовательным, состоит из пяти основных шагов, которые описаны на первой вкладке. Далее подробно о каждом шаге алгоритма.

ШАГ 1. Подбор карты качества

Карта качества (QualityMap) необходима для поиска центра кустов (платформ) и шаблонов. Интерфейс параметров представлен на рисунке 2.

Карты качества могут использоваться разные, в том числе созданные пользователем. В плагине для автоматизированного расчета используются два типа: карта толщин и подвижных запасов (рис. 3). Возможно также использование карт на определенную дату разработки.

Рассчитанная карта автоматически попадает на вход других этапов оптимизации.

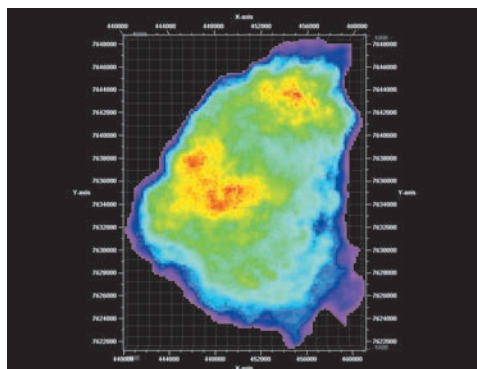


Рис. 3. Карты эффективных насыщенных толщин и подвижных запасов газа

ШАГ 2. Поиск центров кустов

На вход процедуры обработки от пользователя запрашивается:

- карта качества;
- количество кустов скважин;
- радиус куста;
- проектный фонд скважин.

На карте качества для каждого узла (X,Y) считается сумма значений ячеек, попавших в окружность заданного радиуса (рис. 4). Перед этим значения карты качества ячеек в зоне дренирования действующего фонда скважин зануляются. Выбирается лучший результат и записывается в файл проекта. Процедура повторяется заданное количество раз, равное количеству кустов.

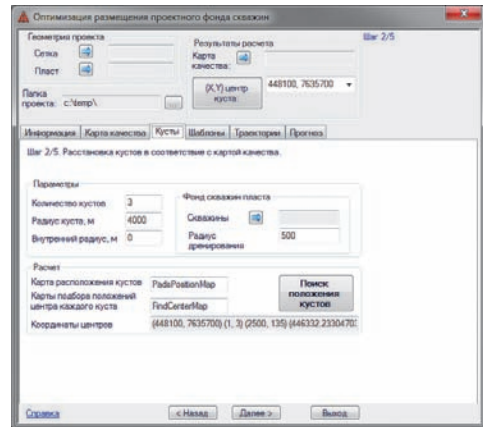


Рис. 4. Интерфейс поиска положений кустов в PadsOptimizer

ШАГ 3. Расстановка XY-шаблонов скважин

Под шаблоном понимается площадь, включающая дренируемую зону всех стволов скважины. Параметры описывающего площадь прямоугольника для 1-, 2- и 3-забойных скважин задаются пользователем (рис. 5).

Заданное количество шаблонов представляется исходя из максимальной суммы значений входящих в него ячеек по карте качества. При этом возможные положения шаблона определяются в соответствии с изменением полярных координат (угол, радиус) с центром, совпадающим с центром куста (рис. 6).

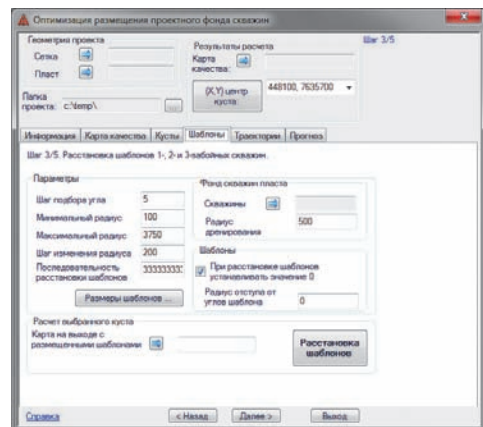


Рис. 5. Интерфейс расстановки XY-шаблонов скважин в PadsOptimizer

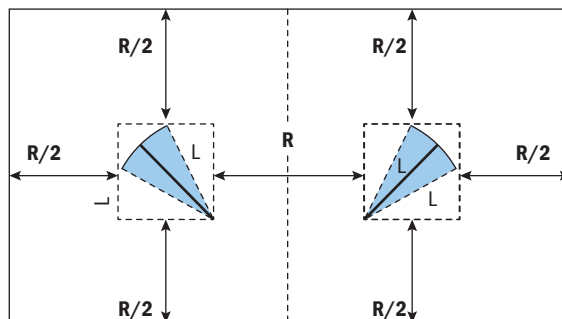


Рис. 6. Область, занимаемая перфорированными участками двухзабойной скважины

На выходе создается карта с шаблонами, а также файл полигонов, соответствующих геометрии шаблонов для загрузки в Petrel (рис. 7).

Результат работы алгоритма может быть визуализирован в среде Petrel следующим образом (рис. 8).

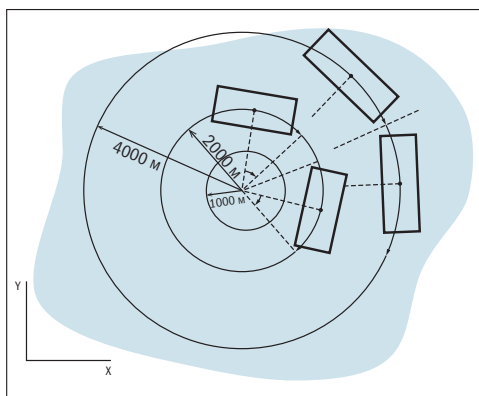


Рис. 7. Варианты поиска шаблонов в кусте

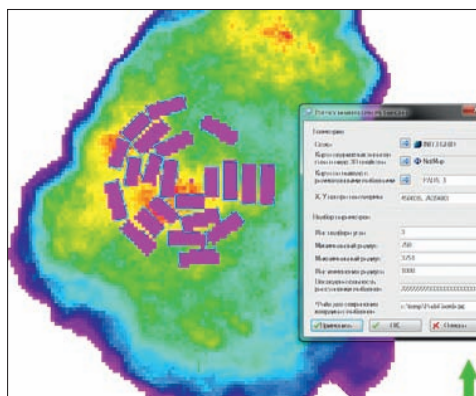


Рис. 8. Вид карты с шаблонами

ШАГ 4. Расчет траекторий скважин

Поиск положения перфорированных участков скважины в рамках геометрии шаблона. Возможные положения определяются изменением азимута и угла наклона пологонаправленного участка скважины с учетом технологических ограничений. Если перфорация слишком приблизилась к ГВК, то алгоритм ограничиваем ее по длине (рис. 9).

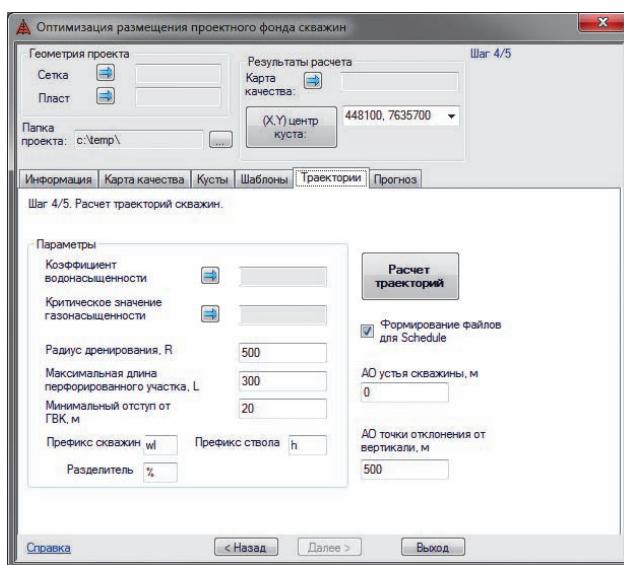


Рис. 9. Интерфейс расчета траекторий скважин в PadsOptimizer

На выходе получается набор полных (от устья до забоя) траекторий скважин, которые возможно загрузить для визуализации в Petrel или для формирования прогнозных вариантов в приложение Schedule.

Также возможен вариант одновременной оптимизации шаблонов и траекторий, т.е. выполнение шагов 3 и 4 в рамках одной процедуры. Алгоритм следующий. Для ячейки XY-модели (точка будущего шаблона) в рассматриваемом кусте варьируем параметры:

- 1-, 2- или 3-забойная скважина;
- варианты углов поворота боковых стволов;
- угол наклона боковых стволов;
- глубина вскрытия (может быть любой: от кровли до минимальной точки, в которой выполняется ограничения на близость к ГВК).

Исходя из значений параметров рассчитываем многопараметрическую функцию

$$f = \frac{\sum_{i_1} \left(V_{por} (S_{gas} - S_{gas}^{cr}) \right)_{i_1} \cdot \sum_{iw} (K \cdot h)_{iw}}{\langle NTG \rangle_{i_2} \cdot \langle K_Z \rangle_{i_2}},$$

в которой числитель рассчитывается в зоне дренирования перфорированных участков скважины, а знаменатель в зоне «под» зоной дренирования до ГВК.

Затем для максимального значения F ставим шаблон с соответствующими параметрами. Область дренирования поставленных в шаблоне скважин зануляется, а затем процесс повторяется.

Рассчитанные траектории скважин могут быть также загружены для визуализации в Petrel (рис. 10).

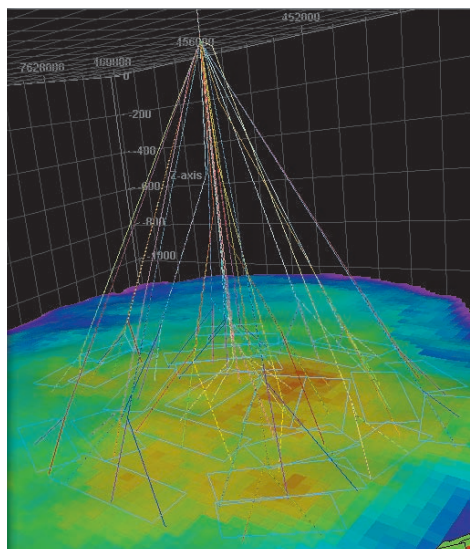


Рис. 10. Визуализация результатов работы алгоритма в программной среде Petrel

ШАГ 5. Запуск на расчет итоговой модели Eclipse

Для удобства с помощью утилиты PadsOptimizer возможно сформировать вариант прогнозного файла гидродинамической модели и произвести запуск модели в симуляторе Eclipse.

Использование алгоритма PadsOptimizer при гидродинамическом моделировании позволило значительно сократить время на подбор оптимальных вариантов. Время проведения работ в автоматизированном режиме на новом объекте не превышает один рабочий день. При этом представленное программное обеспечение обладает универсальностью, т.е. совместимо с форматами широко используемых гидродинамических симуляторов, на которых производится расчет моделей.

Описанный в данной работе автоматизированный алгоритм представляется эффективным с точки зрения сокращения сроков выполнения работ и получения оптимального размещения проектного фонда скважин при моделировании вариантов разработки газоконденсатных месторождений перед началом их экспертной оценки и ручной доводки специалистами по моделированию.

Перспективно дальнейшее развитие алгоритма по следующим направлениям:

1. Проведение опробования для выявления особенностей на различных объектах. В результате описанная технология будет отработана для автоматизированной подготовки прогнозных вариантов расчета, а также, возможно, уточнены или расширены некоторые особенности алгоритма.

2. Адаптация для особенностей нефтяных объектов. Учет возможной оптимизации вертикальных и горизонтальных скважин.

3. Переход к генетическим алгоритмам оптимизации [4] за счет автоматизированного анализа результатов гидродинамического расчета. На результат гидродинамического расчета модели влияют множество факторов (геологические особенности, структурные нарушения, ОФП и пр.), которые заранее невозможно учесть. Поэтому варьирование различных параметров расстановки проектных скважин должно опираться на результаты гидродинамического моделирования уже полученных прогнозных вариантов. За несколько автоматизированных расчетов будут подобраны более оптимальные варианты расстановки проектных скважин.

4. Интеграция с новыми платформами и симуляторами.

Библиография

1. Повышение экологической безопасности процесса разработки месторождений шельфа Обско-Тазовского региона / О.П. Андреев [и др.] // НефтегазоПромысловый Инжиниринг, 2011. С. 44–48.
2. Andreev O., Zinchenko I., Kirsanov S., Akhmedsafin S. New well survey methods minimising technogenic environmental impact // Papers of 24th World Gas Conference. Argentina, 2009. IGU.
3. Поиск оптимального решения при выборе местоположения проектных скважин на площади газовой залежи / С.К. Ахмедсафин [и др.] // Вестник ЦКР Роснедра, 2011. № 2. С. 35–41.
4. Morales A., Gibbs T., Nasrabadi H. and Zhu D. Using Genetic Algorithm to Optimize Well Placement in Gas Condensate Reservoirs, SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Barcelona. Spain, 14–17 June 2010.