

Построение карт рентабельности бурения для локализации перспективных зон и определения оптимальных конструкций скважин при разработке пластов тюменской свиты

К.В. Казаков¹,
В.С. Кравченко¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: kirill.kazakov@lukoil.com,
Vladimir.Kravchenko@lukoil.com

Ключевые слова: проектирование разработки нефтяных месторождений, карта проектного фонда скважин, оценка рентабельности бурения, трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), тюменская свита.

Целью работы является разработка методики и программных средств для поиска экономически наиболее рентабельного варианта разработки в рамках технико-экономической оценки освоения месторождения Западно-Сибирского региона. Основные запасы нефти исследуемого месторождения приурочены к низкопроницаемым терригенным отложениям тюменской и шеркалинской свиты (пласты ЮК₂₋₁₀). Месторождение многопластовое со значительным этажом нефтеносности, залежи нефти различных пластов часто совпадают в плане.

Проблемой при проектировании разработки является выбор оптимальных конструкций заканчивания скважин. Можно пробурить наклонно-направленную скважину, вскрыв все продуктивные пласты в разрезе объекта разработки. Можно пробурить горизонтальную скважину с различной длиной горизонтального ствола на отдельный пласт или группу пластов с последующим переводом на вышележащие пласты. Оптимальное решение зависит от капитальных вложений на бурение скважины, от начальных дебитов нефти и ожидаемой накопленной добычи и от режима налогообложения. Пробурить скважину с меньшим дебитом и льготой по ТРИЗ может обеспечить более высокие экономические показатели, чем бурение скважины с большим дебитом, но без льготы по ТРИЗ. Также имеет место вопрос, когда делать перевод или приобщение вышележащих пластов.

Подход, предложенный в работе, предполагает разбиение объекта разработки на условно независимые ячейки в плоскости XY. В каждой ячейке будут выделены продуктивные пласты со своими эффективными нефтенасыщенными толщинами и режимом налогообложения. Для каждой ячейки делаются многовариантные расчёты технико-экономических показателей от бурения отдельных скважин (элемента симметрии системы разработки). Для наклонно-направленных скважин рассматриваются различные сочетания вскрытия пластов. Для горизонтальных скважин рассматриваются

Drilling profitability map as an instrument to detection of sweet-spots and choosing optimal wellbore geometry design for the Tyumen formation

K.V. Kazakov¹,
V.S. Kravchenko¹

¹LLC "LUKOIL-Engineering"

E-mail: kirill.kazakov@lukoil.com,
Vladimir.Kravchenko@lukoil.com

Keywords: oil field development design, well placing desing, drilling profitability estimation, hard-to-recover reserves, Tyumen formation

The goal of the work is to develop an approach and software for searching for the most profitable field development case within the assessment of a field in the West Siberian region. The main oil reserves of the field contain in low-permeability sand stratum of the Tyumen and Sherkala formations (YUK₂₋₁₀). The field is multi-layered with a significant level of oil-bearing capacity. Oil deposits of different layers often coincide in plan.

The problem in development design for such fields is a choosing of optimal well completion designs. We can drill a vertical well and perforate all encountered layers at once. Also we can drill horizontal well with some length and conduct it in one of all layer or on the adjacent layer group. It also possible to recompletion that well in the upper layers after some time. The optimal solution is unclear and it depends on the drilling costs, the initial oil flow rates and expected cumulative oil production as well as the taxation regime. The lower oil production rate in combination with lighter tax regime may be more profitable than higher oil production rate and stronger tax regime.

The proposed approach assumes dividing the oil field into conditionally independent cells in the XY plane. Each of such cells is consist of particular set of oil saturated layers with specific tax regimes. We made multivariant calculations of productions and economic indicators for drilling well of all possible designs in each cell. Possible combinations of perforated layers in vertical well and target layers for horizontal wells are considered.

Calculations of well productions are carrying out based on decline curves and oil-water displacement relations. We assume that adjacent elements of well placing scheme are producing enough independently.

Described preparations made us able to estimate NPV of well drilling with different design at any XY point of oil field. It may be visualised as a drilling profitability map. It allows us to select most profitability well design differently for each zone of the oil field.

различные продуктивные пласты для проводки ствола, а также различная длина горизонтального участка. Прогноз добычи осуществляется методом характеристик вытеснения и кривых падения. Делается допущение о малом взаимовлиянии между соседними расчётными ячейки (каждая ячейка рассчитывается независимо). На основе проделанных расчётов в каждой точке пласта можно определить удельный показатель чистого дисконтированного дохода от бурения скважин различных конструкций и визуализировать их в виде карты рентабельности. Это позволяет выбрать наиболее оптимальную конструкцию проектных скважин адресно для каждой зоны пласта.

Объектом исследования является многопластовое нефтяное месторождение Западно-Сибирского региона. Значительные запасы нефти месторождения приурочены к терригенным пластам тюменской (ЮК₂₋₉) и шеркалинской (ЮК₁₀) свит. Отложения представлены русловой и пойменной частью, которые выделяются на основе материалов 3D сейсморазведочных работ. Русловая часть наиболее продуктивна. Пойменную часть можно считать неколлектором. Глубины залегания рассматриваемых пластов составляют в среднем 2,5 км, при этом этаж нефтеносности – более 200 м. Проницаемость продуктивных пластов составляет порядка 0,002 мкм², при этом по различным пластам имеет место как более высокое, так и более низкое значение проницаемости.

Целью настоящей работы является разработка методики, алгоритмов и программных средств для поиска экономически наиболее рентабельного варианта разработки в рамках технико-экономической оценки освоения месторождения.

Для целей данной работы, вариант разработки может быть описан как совокупность координат пластопересечений всех проектных скважин, график их бурения и ввода, контрольные режимы их работы, интервалы перфорации при освоении и при последующем управлении разработкой. Классический способ формирования вариантов разработки, применяемый при составлении проектно-технологических документов на разработку месторождения, как правило предполагает формирование относительно небольшого количества (3–5) вариантов разработки по рядной или площадной схеме размещения скважин (для крупных месторождений). Основные характеристики системы разработки, в частности, схема размещения скважин, зачастую является малоадаптивной на масштабах отдельных скважин и применяется для объекта разработки в целом, либо для относительно крупных его участков. Параметры схемы размещения скважин

принимаются на основе истории проектирования данного месторождения, истории его разработки, данных по объектам-аналогам. В рассматриваемых вариантах разработки варьируется плотность сетки скважин и типы заканчивания скважин. Но адресного подбора оптимальных конструкций каждой проектной скважины при большом проектном фонде как правило не проводится. Рассчитав предложенный набор вариантов разработки и их экономические показатели, можно выбрать лучший из них по применяемым технико-экономическим критериям. Однако возможна ситуация, когда такой традиционный подход не позволит найти ни одного экономически рентабельного варианта освоения. Это потребует дополнительных итераций по подготовке новых вариантов разработки. Оптимизация может осуществляться за счет разрежения сетки скважин и отказа или откладывания бурения малодебитных скважин. Проблемой такого подхода на практике является отсутствия четкого и обоснованного для конкретных условий критерия, позволяющего установить, что никакая из технически реализуемых конструкций скважин не будет рентабельна в данной точке пласта.

При достаточно низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а также низкой концентрации запасов продуктивных пластов, их рентабельная разработка может быть не достижима при обычном режиме налогообложения. Для таких случаев предусмотрены налоговые льготы, применимые к залежам, относимым к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В формуле для расчета ставки по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) применяется коэффициент, характеризующий степень сложности добычи K_d , варьирующийся от 0 до 1. Чем ниже K_d , тем ниже будет ставка НДПИ (рубли на 1 тонну нефти). Для отложений тюменской свиты, согласно НК РФ, K_d установлен равным 0,8. Для пластов с проницаемостью не более 0,002 мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной не более 10 м $K_d = 0,2$. Для пластов с проницаемостью не более 0,002 мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной более 10 м $K_d = 0,4$. Льготная ставка НДПИ действует ограниченный срок – 15 лет с момента достижения отбора от начальных извлекаемых запасов по залежи более 1%. Такой налоговый режим во многих случаях позволяет обеспечить рентабельную разработки залежей ТРИЗ. По соображениям достоверного учета добычи, льгота НДПИ по ТРИЗ не применяется, если скважина одновременно ведет добычу из залежей ТРИЗ и залежей, не относимых к ТРИЗ.

На рис. 1 приведен пример многопластового объекта, пласты которого имеют различные ФЕС и различные льготы по ТРИЗ. Этот пример характерен для исследуемого месторождения. Следует отметить, что набор пластов может быть различным в разных точках пласта. Для данного примера возможно множество различных решений по выбору проектной скважины, и выбор оптимального среди них не очевиден. Можно пробурить наклонно-направленную скважину (ННС), вскрыть все пласты, при необходимости с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), при этом K_d будет равен 1,0. Можно пробурить ННС, вскрыть пласты 1+2+3 ($K_d = 0,8$). Можно пробурить горизонтальную скважину (ГС) на наиболее мощный пласт 4 ($K_d = 1,0$). Можно пробурить ГС на пласт 1 ($K_d = 0,8$, но скоро кончится). Можно пробурить одновременно несколько скважин (ННС на пласты 2+3 и ГС на пласт 4). Возможны и другие варианты, и их сочетания. При этом необходимо также учитывать возможность перевода или приобщения выше- и нижележащих пластов и определить оптимальное время для этой операции.

	свита	нн.эфф	кпр	льгота ТРИЗ
пласт 1	тюменская	6 м	3 мД	$K_d=0,8$ осталось 4 года*
пласт 2	тюменская	4 м	1 мД	$K_d=0,2$ осталось 10 лет
пласт 3	тюменская	3 м	1 мД	$K_d=0,2$ осталось >15 лет
пласт 4	шеркалинская	9 м	7 мД	$K_d=1,0$ без льгот

Рис. 1. Пример многопластового объекта, пласты которого имеют различные ФЕС и различные льготы по ТРИЗ

В качестве решения обозначенной проблемы предлагается подход, который включает следующие 4 этапа.

1. Создать «модель» прогноза добычи для расчета типового профиля добычи скважины (элемента разработки). Модель должна учитывать вскрываемые эффективные нефтенасыщенные толщины, а также тип заканчивания проектной скважины (ННС, ГС, разветвленная горизонтальная скважина (РГС) и др.) и длину горизонтального участка (ГУ) для ГС и РГС.

2. Создать модель расчета экономических показателей (в том числе чистого дисконтированного дохода или NPV (net present value)) от бурения скважин типового элемента разработки. Модель должна учитывать операционные затраты и капитальные затраты на бурение и обустройство скважин.

3. В каждой точке карты объекта разработки (по осям X, Y с шагом ΔX и ΔY) с учетом данных по эффективным нефтенасыщенным толщинам и параметрам льгот ТРИЗ залежей рассчитать профили добычи и экономические показатели элемента разработки, который может быть составлен скважинами различного типа заканчивания (например, ННС, ГС-500...2000 м, РГС-1000 м), пробуренными на различные целевые пласты (рис. 2).

4. Составить карту удельного NPV для различных типовых конструкций скважин, карту максимального удельного NPV и карту областей предпочтительных конструкций скважин.

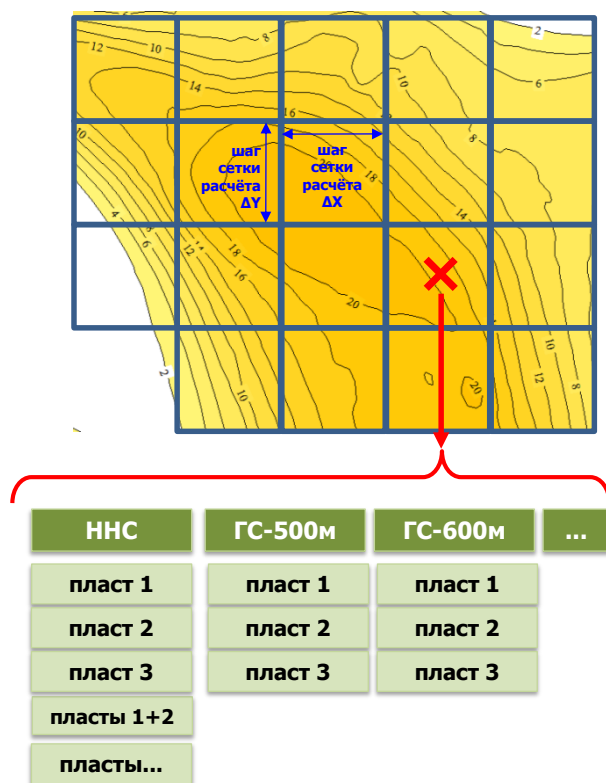


Рис. 2. Пример разбиения объекта разработки на элементарные блоки для последующих многовариантных расчетов

Данный подход имеет некоторые понятные ограничения и допущения. Ключевым допущением является то, что показатели разработки скважины (или в общем случае элемента системы разработки) не зависят от соседних скважин (элементов). Это можно считать приемлемым допущением для больших месторождений с проектным фондом в сотни скважин, когда проектный обычно фонд формируется по рядным или площадным регулярным схемам размещения скважин.

Производным от данного допущения является также требование, чтобы геометрия типового элемента схемы размещения скважин (т.е. плотность сетки скважин и соотношение добывающих и нагнетательных скважин) оставалась постоянной для всего объекта. Это условие ограничивает предлагаемый подход, т.к. теряется возможность учесть такую оптимизацию, как локальное разрежение сетки скважин в зонах низких ФЕС. Мы не сможем корректно определить удельные извлекаемые запасы для некоторой скважины, не определив, насколько далеко от нее будут располагаться соседние проектные скважины, которые могут дренировать ту же область пласта. Вариантом решения этой проблемы может являться построение карты рентабельности для разных

расстояний между скважинами, а затем скомбинировать их, но уже не в масштабе отдельных скважин, а для более крупных по масштабу зон.

Подход также не учитывает график ввода скважин. Каждый типовой элемент вводится в разработку в первый прогнозный год. На этом этапе расчетов нам неизвестен график бурения. При этом макроэкономические параметры и параметры налогообложения по каждой залежи могут меняться по годам, в том числе с учетом работы других проектных скважин, пробуренных ранее.

Для расчета показателей разработки единичных скважин (или типовых элементов) могут быть использованы различные инструменты. Наиболее полный учет всех геологических особенностей объекта разработки возможен, когда полномасштабная 3D гидродинамическая модель (ГДМ) объекта нарезается на множество секторных ГДМ, на каждой из которых обсчитываются показатели разработки целевых конструкций скважин. Такой подход требует большой работы по алгоритмизации и автоматизации (нарезка секторов, проводка скважин, запуск на расчет, сбор результатов), а также потребуются значительные вычислительные мощности и количество лицензий на программное обеспечение по гидродинамическому моделированию (для параллельных расчетов). Возможно создание ограниченного количества типовых секторных ГДМ, отражающих ключевые геологические особенности. Возможно также применение метода эталонных кривых падения и характеристик вытеснения, которые могут быть получены как по результатам анализа разработки, так и по результатам расчетов на типовых секторных ГДМ. Этот метод отличается высокой скоростью расчетов и простотой автоматизации. Недостатком является ограниченный учет геологических особенностей. В настоящей работе был использован метод эталонных кривых, полученных по данным анализа разработки. Кривые падения и характеристика вытеснения были построены по данным анализа разработки проектируемого месторождения и месторождений-аналогов.

Характеристика вытеснения (ХВ) в виде зависимости обводненности от степени выработки извлекаемых запасов нефти служила для прогноза динамики обводнения скважин (см. рис. 3). Для аппроксимации ХВ использовалась обратная LET-функция, которая на практике часто используется для аппроксимации относительных фазовых проницаемостей. Начальный дебит жидкости скважин на прогноз определялся через

среднее значение начального удельного дебита жидкости на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины, полученный по фактическим скважинам в рамках анализа разработки. Для ГС рассчитывалась кратность удельных дебитов ГС к дебитам ННС в аналогичных условиях (в зависимости от длины ГУ). В общем случае, при отсутствии достаточных фактических данных, можно рассчитать кратность через отношение расчетных дебитов по формулам притока к ГС (Джоши, Борисова и др.) к дебиту по формуле Дюпюи. Падение дебита жидкости рассчитывалось по эталонной зависимости нормированного дебита жидкости (отношение текущего дебита к начальному) от отработанного скважиной времени. Для расчета начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти по скважинам был обоснован предельный радиус дренирования. По месторождениям аналогам был определен параметр α зависимости коэффициента охвата сеткой от плотности сетки скважин (ПСС): $K_{\text{охв.с}} = \exp(-1 * \text{ПСС} * \alpha)$. Далее был подобран эквивалентный радиус дренирования скважины и снижение доли вовлечения запасов в разработку с удалением от скважины таким образом, чтобы при любых размещениях скважин полученная зависимость $K_{\text{охв.с}}$ от ПСС статистически сохранялась. Может показаться, что можно считать удельные НИЗ просто пропорционально эффективной нефтенасыщенной толщине в зоне проводки скважины. Но этот подход плохо работает для прерывистых и изменчивых пластов. Расчет НИЗ через радиус дренирования с учетом карты толщин сделан для того, чтобы в краевых зонах с резким изменением толщин удельные запасы проектных скважин не завышались.

Расчет показателей работы скважин был выполнен с использованием следующего алгоритма, реализованного на языке программирования C#. При бурении скважины определяем ее начальный дебит жидкости с учетом эффективных нефтенасыщенных толщин в зоне бурения скважины и конструкции заканчивания скважины, а также определяем удельные запасы на скважину. Далее на каждом шаге расчета определяем изменение дебита жидкости с учетом отработанного скважиной времени (все типовые элементы предполагают поддержание пластового давления). Рассчитываем обводненность скважины как функцию отбора от начальных извлекаемых запасов нефти на данную скважину. С учетом коэффициента эксплуатации на шаге определяем годовую и накопленную добычу по скважине. Сверяем с предшествующей итерацией (если отличие

меньше допустимого, переходим к следующему шагу, если нет – к следующей итерации текущего шага, уточнив отбор от НИЗ на середину шага). Если на предыдущем шаге скважина вышла за границы предельных значений по обводненности (98% масс.) или дебита нефти (0,5 т/сут), она останавливается.

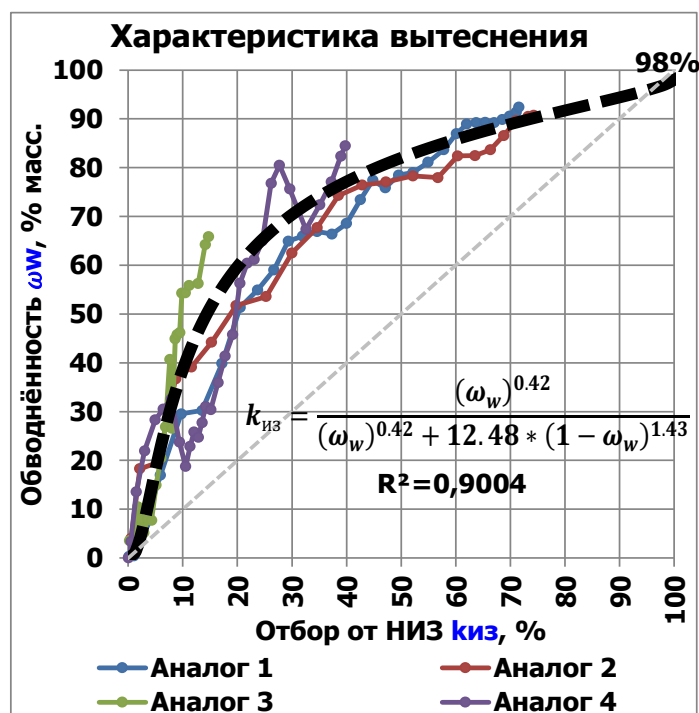


Рис. 3. Характеристика вытеснения как способ прогноза обводненности скважин

С учетом анализа истории разработки месторождений-аналогов и исследуемого месторождения, проектное соотношение добывающих и нагнетательных скважин было принято 1 к 1 (соответствует пятиточечной схеме размещения скважин). Схема размещения скважин – по квадратной сетке (расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами – 500 м). Типовой элемент разработки (элемент счета) включает 2 скважины (добывающую и нагнетательную). Нагнетательная скважина принимается такого же типа заканчивания, что и добывающая. НИЗ на скважину рассчитываются исходя из принятого радиуса дренирования и объема нефтенасыщенных пород при допущении, что соседние участки пласта будут разбуриваться по такой же схеме. Для расчета дебита ГС использовалась эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, средневзвешенная по горизонтальному стволу (с учетом высоты трещин МГРП).

Для расчета рентабельности скважин использовалась финансово-экономическая модель (ФЭМ), построенная в Microsoft Excel. Перенести ее алгоритмы в другой формат не представлялось целесообразным. Увязывать Microsoft Excel с каждым расчетом добычи приводит к существенному замедлению расчетов. Поэтому расчеты ФЭМ были заменены многофакторным регрессионным уравнением для удельного NPV.

В качестве базы для регрессии было сформировано несколько тысяч вариантов добычи, покрывающих все возможные сочетания 3 входных факторов, которыми являлись: запускной дебит нефти $q_{н.нач}$ (т/сут), удельные извлекаемые запасы на скважину УдНИЗ (тыс. т/скв.), стоимость бурения скважину *DRILLEX* (денежные единицы). Для каждого вида льготы по ТРИЗ (а также ее отсутствия) было построено свое уравнение регрессии (в некоторых из которых также добавлялся четвертый фактор – остаточный срок действия льготы ТРИЗ). Тип заканчивания скважины (ННС, ГС, РГС) и эффективная нефтенасыщенная толщина как явный фактор не задавались. В качестве отклика была взята величина NPV от бурения скважины. Обобщенный вид полученного уравнения регрессии (пример для $K_d = 1,0$) имеет вид

$$NPV = -c_1 q_{н.нач} - c_2 \text{УдНИЗ} + c_3 \sqrt{q_{н.нач} \text{УдНИЗ}} - c_4 \text{DRILLEX} - c_5 \quad (1)$$

Коэффициенты c_1, c_2, c_3, c_4, c_5 – это найденные постоянные коэффициенты уравнения многофакторной регрессии. Уравнение вида (1) позволяет очень точно воспроизводить удельный NPV (рис. 4). При разработке формы уравнения (1) было проанализировано множество различных сочетаний и преобразований факторов, однако именно такое сочетание дебита и удельных НИЗ обеспечивают наилучшее качество регрессии.

Примеры карт рентабельности бурения для некоторых конструкций скважин приведены на рис. 5. Связь построенных карт рентабельности и оптимальных конструкций скважин и полученного на их основе размещения проектного фонда скважин приведено на рис. 6.

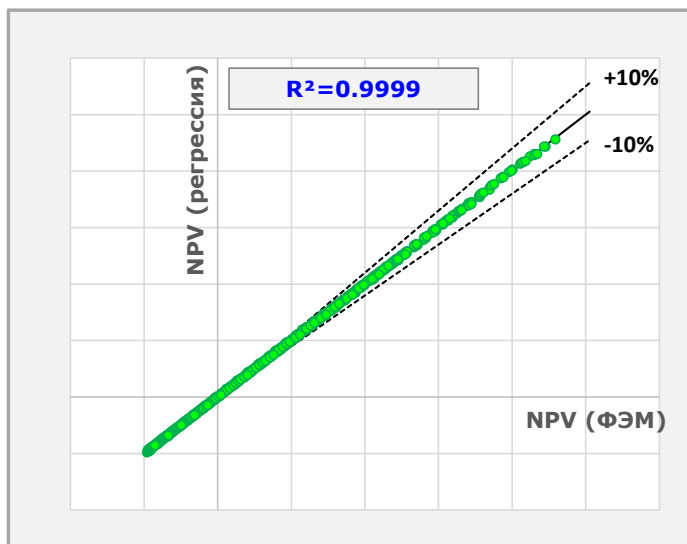


Рис. 4. Кросс-плот качества регрессии удельного NPV

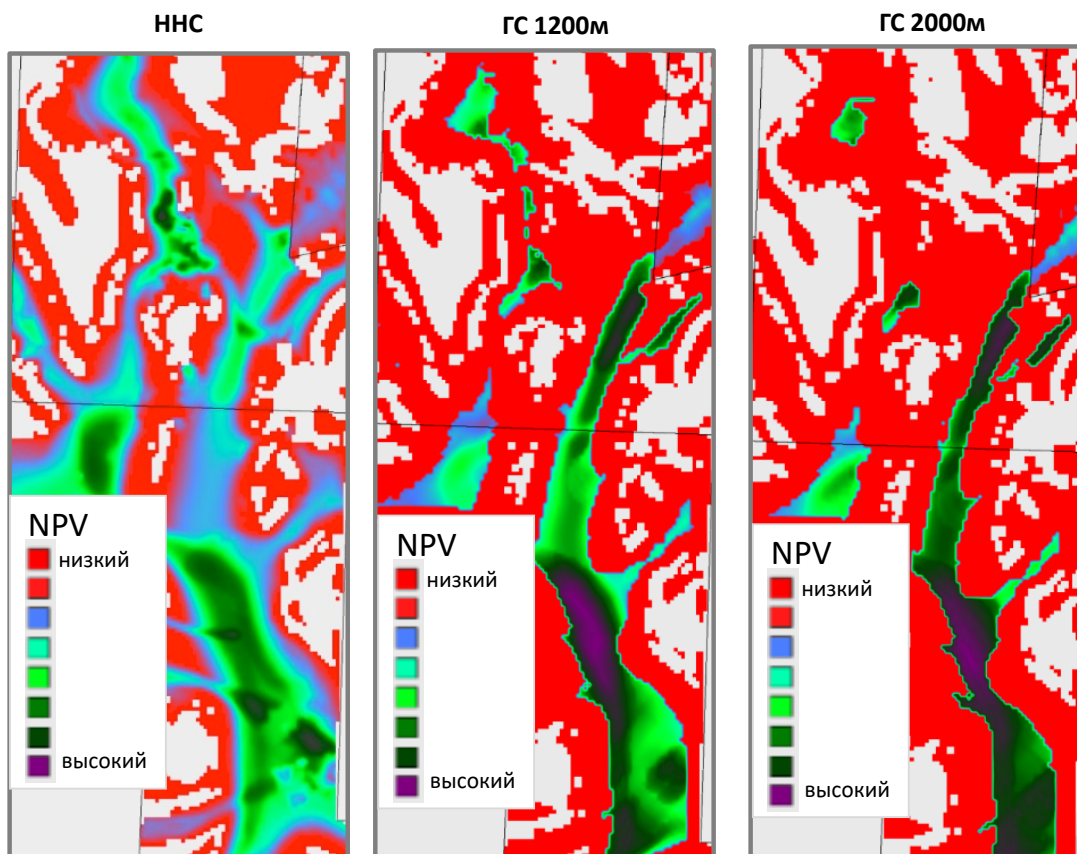


Рис. 5. Карты удельного NPV для различных типов скважин

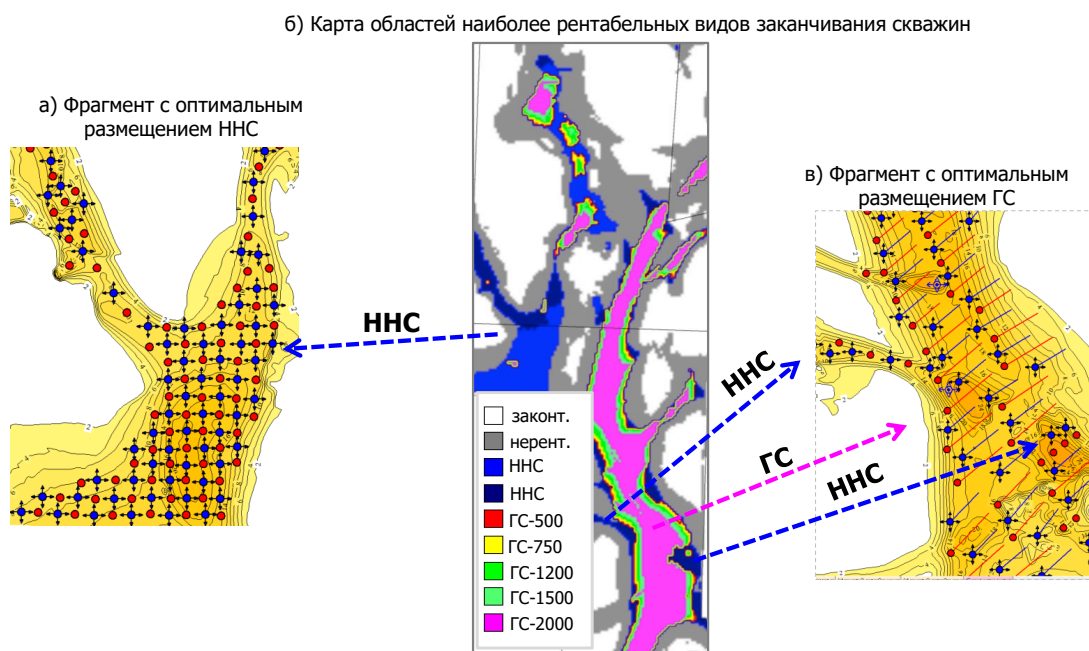


Рис. 6. Карта областей наиболее рентабельных видов заканчивания скважин и полученные на ее основе схемы размещения проектных скважин

Заключение

В работе был предложен и апробирован подход для проектирования разработки многопластового объекта, в том числе включающего залежи ТРИЗ, который позволяет адресно для каждой точки пласта определить наиболее оптимальные конструкции скважин и порядок вскрытия пластов.