



SPE 116831

Оптимизация разработки гигантского нефтяного месторождения Сибири при наличии неопределённостей

Ричард Вольц (BP), Карам Бёрн (BP), Михаил Литвак (BP), Сабаш Такур (BP), и Сергей Скворцов (ТНК-BP)

Авторское право 2008 г., Общество инженеров-нефтяников

Этот доклад был подготовлен для представления в 2008 Российской нефтегазовой технической конференции и выставке состоится в Москве 28-30 октября 2008.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами резюме. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров-нефтяников не выполнялась, и доклад подлежит внесению исправлений и корректировок авторами. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения Общества инженеров-нефтяников, его должностных лиц или участников. Доклады, представленные на конференциях SPE, подлежат экспертизе со стороны Редакционных Комитетов Общества инженеров-нефтяников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада в коммерческих целях без предварительного письменного согласия Общества инженеров-нефтяников запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на резюме длиной не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Резюме должно содержать явно выраженную ссылку на то, где и кем был представлен данный доклад. Write Librarian, SPE, P.O.Box 833836, Richardson, TX 75083-3836 U.S.A., факс 01-972-952-9435.

Резюме

Была оптимизирована разработка пласта-коллектора в Сибири, сложенного обломочными породами. Неопределённости геологического описания включены в процесс оптимизации. Проведено исследование по гидродинамическому моделированию, с целью выявить влияние геологических неопределённостей на предсказания добычи месторождения и оценить большой ряд вариантов разработки месторождения. Много разведочных скважин было пробурено на этом месторождении, покрывая большую площадь. Для этих скважин имеются данные по давлению из КВД и гидропрослушиваний. Мощная технология ВР «Моделирование Пласта Сверху Вниз» (*TDRM*TM) была использована для автоматизированной адаптации по данным истории. Сгенерировано несколько геологических описаний, удовлетворяющих историческим данным по давлению. Откалиброванные многочисленные модели пласта, представляющие неопределённость в геологии, использованы для оценки большого количества вариантов разработки месторождения и для определения неопределённостей в будущем поведении добычи. Технология ВР «Планирование разработки сверху вниз» (*DDP*TM) была применена для оптимизации сеток скважин, межскважинного расстояния, типов скважин (вертикальные или сильнонаклонные скважины), длины сильнонаклонного участка скважин, последовательность бурения кустов, и т.д. Максимизирована чистая приведённая стоимость (ЧПС) проекта, и в то же время удовлетворены ограничения по разработке месторождения. В автоматизированном режиме были оценены тысячи потенциальных вариантов разработки месторождения, удовлетворяющие ограничениям по разработке месторождения. Многочисленные модели пласта были просчитаны для каждого из рассмотренных вариантов разработки с целью определения неопределённостей в параметрах будущей добычи. В результате, предложен оптимизированный вариант разработки месторождения, обладающий существенной дополнительной чистой приведённой стоимостью и коэффициентом извлечения нефти в сравнении с действующей технологической схемой разработки.

История Месторождения

Открытый в поздних 1970х, этот пласт-коллектор, сложенный обломочными породами, расположен в восточной части Сибири. Месторождение протяжённое по площади, покрывающей около ~2000 квадратных км. На текущую дату было пробурено более 100 разведочных скважин со средним расстоянием 4км между ними. Среди этих разведочных скважин 54 являются продуктивными. Данное месторождение в настоящее время находится на этапе «Выбор» планирования разработки.

Геологические модели пласта были построены компанией ДеГольер и МакНоутон, Техас (D&M). Текущие модели D&M, использованные в данном исследовании, основаны на речной и озёрной системах осадконакопления с комплексами каналов как описано в их отчёте компании оператору. Песчаники залегают непосредственно на фундаменте со слабым водонапорным горизонтом и разбросанными отрезками изолированной воды. Общая мощность пласта в среднем составляет 30 м, средняя эффективная нефтенасыщенная мощность 15 м. Пласт характеризуется большой слоистостью и наличием тонких, но очень продуктивных пропластков песчаника (например, породы с проницаемостью порядка 1Дарси и толщиной 1м). Средний коэффициент песчаности составляет 50%, а средняя проницаемость 115 мд. При анализе керна был обнаружен хлорид, покрывающий гранулы песчаника, и галлит, заполняющий поры, что характерно для докембрийских пластов Восточной Сибири, состоящих

из обломочных пород. Пластовая температура низкая, варьирующаяся от 10 до 20 градусов по Цельсию. Средняя вязкостью нефти в пластовых условиях ~4сП.

Модель пласта для моделирования динамических потоков

Первой проблемой в динамическом моделировании является создание подходящей гидродинамической модели, которая будет пригодна для выполнения поставленных в исследовании задач. Первостепенной задачей данного исследования являлось установление влияния геологических неопределённостей на поведение всего месторождения при заводнении и оценка большого количества вариантов разработки месторождения. Чтобы достигнуть этих целей, было определено, что модель пласта, включающая большую часть месторождения, будет подходящим выбором.

Мелкомасштабная геологическая модель D&M состоит из ячеек сетки размером 100м x 100м по горизонтали со средней толщиной слоя 1 м. Определённая таким образом статическая модель включает 17.5 миллионов ячеек для 240 слоёв. Очевидно, что данная модель является слишком большой, для поиска решений численным симулятором. Поэтому выполнено ремасштабирование статической модели до крупномасштабной модели для моделирования пласта в масштабе месторождения.

Первым шагом ремасштабирования является определение оптимального количества группирований слоёв, которое позволяет сохранить эффекты неоднородности на уровне мелкомасштабной модели. Это было достигнуто путём применения разработанного ВР алгоритма для оптимального огрубления 3-х мерных гидродинамических моделей^[3].

Три различных мелкомасштабных статических модели были обработаны посредством этого алгоритма для определения схемы разбиения на слои в грубом масштабе, сохраняющей эффекты неоднородности мелкого масштаба. Хотя геологические модели основываются на одной и той же обстановке осадконакопления и стратиграфической структуре, протяжённость коллектора существенно отличается в трёх статических моделях.

Как видно на Рис. 1, алгоритм оптимального разбиения на слои сохранил некоторые очень контрастные слои в мелком масштабе, в то же время объединив слои со схожими характеристиками.

Три модели использованные в исследовании охарактеризованы следующим образом:

- Модель SIS свидетельствует о наличии прослоев более высокой проницаемости и сообщаемости с большей длинной волны.
- Объектная модель – более разбросанная по сравнению со всеми тремя моделями.
- Сейсмически настроенная модель также демонстрирует хорошую сообщаемость в горизонтальном направлении, хотя менее выраженную по сравнению с моделью SIS.

Для проверки правильности построения крупномасштабной модели для прогнозирования поведения заводнения проведена серия тестов на небольших механистических моделях. Мелкомасштабная и крупномасштабная механистические модели были построены из статических моделей и представляли площадь 4-х пространственных элементов. Каждый элемент состоял из ячейки 5-ти точечной системы заводнения. Геологические свойства механистических моделей были получены из мелкомасштабной геологической модели и ремасштабированной грубой модели соответственно. Механистические модели просчитаны с идентичными условиями работы скважин для суммарных дебитов флюидов и ограничений по давлению. Результаты сравнивались для общего времени прорыва воды и конечного извлечения нефти. Было обнаружено, что результаты мелкомасштабной и крупномасштабной моделей очень близки для всех практических целей без каких либо поправок на относительные фазовые проницаемости в крупномасштабной модели. Это подтверждает, что уровень неоднородности, сохраненный техникой оптимального разбиения на слои, подходит для крупномасштабной модели. Поэтому не было необходимости в генерировании псевдо кривых фазовой проницаемости.

Геологические неопределённости и матрица переменных

Технология ВР *TDRM*TM, описанная в ссылке^[1], применена для моделирования геологических неопределённостей в данном пласте. Гидродинамическое моделирование проведено в симуляторе Nexus производства Landmark. Одним из ключевых шагов в процессе автоматизированной адаптации *TDRM*TM является разработка матрицы геологических неопределённостей, которые будут иметь наивысший вклад в поведение пласта и скважины. Во время рабочей встречи с компанией оператором был определён ряд неопределённостей для изучения. Соответствующие элементы этой матрицы неопределённостей использованы как при адаптации модели по данным испытаний скважин, так и при ранжировании неопределённостей для предсказаний параметров будущей эксплуатации. Ключевые элементы данной матрицы неопределённостей перечислены ниже, среди которых главными переменными неопределённостями являются связность эффективных толщин в геологических моделях, относительные фазовые проницаемости и анизотропия проницаемости.

- Геологическое моделирование
- Проницаемость
- Коэффициент песчаности
- Пористость
- Отношение KV/КН
- Анизотропия в проницаемости
- Контакты флюидов
- Фазовая проницаемость (форма и остаточная насыщенность)
- Скин-факторы скважин
- Вязкость нефти
- Разломы и блоки
- Мощность законтурной водоносной зоны

Неопределённости, которые были отмечены, но не изучены в рамках данного исследования, включают:

- Растворение солей пресной водой
- Уменьшение проницаемости в связи с выпадением парафинов
- Неопределённость в долгосрочной продуктивности/приемистости скважин, например гидроразрыв в результате нагнетания холодной воды
- Неопределённость в градиенте PVT

Автоматизированная адаптация по данным истории с использованием TDRM™

Несмотря на то, что месторождение было открыто около 30 лет назад, до сегодняшнего дня на нем почти не велась добыча нефти. Для области секторной модели имеются данные только о 48 испытаниях скважин. Большинство из этих испытаний – это краткосрочные замеры начального дебита. Данные по забойному давлению были зафиксированы только для некоторых из этих испытаний. И лишь немногие из них были проанализированы из-за нехватки данных хорошего качества по КВД. Рассчитанные по результатам КВД КН и скин-фактор скважины доступны для 22 скважин. Совсем недавно стартовали два проекта опытно промышленной эксплуатации (ОПЭ) по изучению связанности коллектора между скважинами и потенциального дебита скважин при заводнении. Гидропрослушивание между нагнетательной и несколькими добывающими скважинами проводилось в течение длительного времени. Наибольшее доверие вызывают именно эти испытания и их анализы, выполненные для двух зон ОПЭ.

Рабочий процесс адаптации TDRM™ – это полуавтоматический процесс, целью которого является получение множества вероятностных решений. Автоматизированный процесс обеспечивается тщательным подбором параметров из матрицы геологических неопределенностей. Исходя из ограниченного количества имеющихся данных по испытаниям скважин, стало очевидно, что адаптация модели ограничится настройкой статической модели на определённые дебиты и адаптацией кривых восстановления и падения давления. По существу это сводится к нахождению соответствующих общих скин-факторов (S) и фильтрационной емкости скважины (КН) в радиусе дренирования. За исключением двух зон ОПЭ, где имеются данные по длительному гидропрослушиванию, фильтрационная емкость пласта для удаленных ячеек грида будет иметь небольшое влияние или совсем не будет влиять на адаптацию модели по непродолжительным испытаниям скважин. Однако, как будет обсуждаться позднее, найденные таким образом локальные решения были распространены на всю матрицу значений в 3D пространстве сетки с помощью метода оконтуривания.

Сначала полный рабочий процесс TDRM™ с использованием генетического алгоритма был применен для нахождения решений в зоне ОПЭ, которые приводят к адаптации КПД, КВД и результатов гидропрослушивания. Пространство решений было изучено для полной матрицы упомянутых выше переменных. Результаты адаптации для этой пилотной зоны показали, что сообщаемость коллектора между скважинами, КН скважины и общие скин-факторы заканчивания скважин являлись доминирующими факторами для приведения в соответствие с имеющимися данными. На Рис. 2 показаны результаты адаптации для типичной скважины с КПД на нескольких режимах отработки, КВД и гидропрослушиванием с использованием нагнетательной скважины на расстоянии 1,2 км. Адаптация для этих зон ОПЭ не была чувствительной к некоторым другим переменным неопределенности, как, например, сжимаемость порового пространства, пористость и фазовая проницаемость.

Поскольку данные по добыче и давлению по другим разведочным скважинам имеют кратковременный характер, на эти начальные испытания скважин оказывала влияние неопределенность в отдельных зонах дренирования скважин и эффективности их заканчивания. Для изучения пространства решений для КН скважины и общего скин-фактора S, был применен факториальный процесс TDRM™, который позволяет получить решение для всех возможных

комбинаций набора переменных для полуавтоматического анализа. Результаты моделирования были затем проанализированы с помощью программы Spotfire™. На Рис.3 показаны многочисленные решения для адаптации данных добычи по скважине зоны ОПЭ для системы с двумя переменными. Качество адаптации (MQ) – это полученный с помощью **TDRM**™ статистический критерий, который служит в качестве цифрового индикатора для выполнения процесса автоматической адаптации. Цель адаптации **TDRM**™ заключается в варьировании переменных неопределенности до достижения самого минимального качества адаптации (MQ) для определенного параметра. Как показано на Рис.3, качество адаптации (MQ) представлено в зависимости от совокупности возможных решений для для фильтрационной емкости скважины (KH) и скин-фактора скважины (S). Геометрическое место точек для минимального значения MQ – это кривая линия в 3D пространстве. Как показано на Рис.4, та же информация представлена на 2-D графике, отображает геометрическое место точек решений для KH и S, которые приведут к адаптации поведения ГДИС. Очевидно, что существуют многочисленные решения для рассматриваемых данных. Это поведение превалировало более чем в 70% всех смоделированных ГДИС. Подобный пример приведен в отношении испытания скважины в другом секторе – на Рис. 6.

Разработка составного решения в отношении KH скважины и скин-фактора скважины

В ходе адаптации модели с использованием набора инструментов **TDRM**™, сразу же стало очевидно, что существует множество решений для приведения в соответствие значений KH скважины и скин-фактора скважины и значений депрессий по ГДИС. Однако, если эффект от скин-фактора скважины преобразовать в эквивалентное снижение (или увеличение) KH и объединить с KH коллектора, эти множественные решения сводятся к единому тренду в виде графика, показывающего зависимость качества адаптации от KH скважины * KH-скина, как показано на Рис.5 и 7 соответственно в отношении двух испытаний скважин, упомянутых ранее.

Соответствующие формулы для этих безразмерных коэффициентов могут быть получены из знакомой нам модели скважины, используемой в гидродинамической модели. Для скважины, связанной с блоком сетки модели, условие для фазовой добычи в самой простой своей форме может быть записано следующим образом:

$$Q = C \cdot \frac{2\pi}{\ln(rb/rw) + S} \frac{KH * Kr}{\mu} (pb - pw) \dots\dots\dots (1)$$

где

- Q : Дебит добычи фазы в пластовых условиях
- C : Константа единиц измерения
- rb : Эквивалентный радиус блока сетки
- rw : Радиус ствола скважины
- S : Общий скин-фактор
- KH: Проницаемость * Эфф.толщину
- Kr : Относительная фазовая проницаемость
- μ : Вязкость фазы

Индекс скважины или WIL, который используется в модели ствола скважины в симуляторах можно определить как геометрический коэффициент связи с блоком сетки, а именно:

$$WIL = \frac{2\pi}{\ln(rb/rw) + S} \dots\dots\dots (2)$$

Уравнение фазового потока можно далее переписать следующим образом:

$$Q = C \cdot \frac{2\pi}{\ln(rb/rw)} \left(\frac{Kr}{\mu} \right) KHgeo(pb - pw) * WKHS * WKHR \dots\dots\dots (3)$$

$$WKHS = \left\{ \frac{\ln(rb/rw)}{\ln(rb/rw) + S} \right\} \dots\dots\dots (4)$$

$$WKHR = \left\{ \frac{KH}{KHgeo} \right\} \dots\dots\dots (5)$$

$$WKHC = WKHR * WKHS \dots\dots\dots (6)$$

Где:

- KNgeo : KN по исходной геологической статической модели
- WKHS : Модификатор KN скважины в зависимости от общего скин-фактора скважины
- WKHR : Модификатор KN скважины в связи с неопределенностью в KN коллектора
- WKHC : Составной модификатор KN скважины

За счет ввода данного составного модификатора KN скважины адаптация для этих двух переменных теперь сводится к нахождению решения в данном случае для одной составной переменной. Составной модификатор KN скважины используется для корректировки KN коллектора в исходной геологической модели. Данный метод был включен в рабочий процесс *TDRM*TM с целью нахождения решений для остальных скважин с высокой неопределенностью в эффективности заканчивания скважин и KN скважины в радиусе зоны дренирования. Для большинства скважин решения *TDRM*TM для KN и скин-фактора были приведены к единому решению для составного модификатора KN скважин. В отношении нескольких испытаний скважин, в которых не было отмечено такой сходимости, было обнаружено, что качество данных является низким, а сами данные имеют изменчивый характер.

На Рис. 8 и 9 приведен пример чувствительности модификатора KN скважины (WKHS) к неопределенностям в общем скин-факторе. Эти графики основаны на представительных скважинных данных:

Rw	= 0.0762 м
Rb	= 39.6 м
WIL (без скина)	= 1.0048

Как видно из этих цифр, WKHS очень чувствителен к неопределенности в общем скин-факторе для моделируемой скважины при отрицательных скин-факторах. Для скин-фактора гораздо больше нуля, неопределенность в общем скин-факторе имеет меньшее относительное влияние на данный параметр.

После нахождения решения для составного KN скважины за счет адаптации, в дальнейшем использовалась систематическая процедура для определения скин-факторов для получения решений для фактора WKHR. Для скважин с хорошим качеством и результатами анализа данных КВД, скин-фактор, полученный по данным ГДИС, использовался для расчета WKHR из составного параметра WKHC, найденного при адаптации. Для скважин, по которым нет данных интерпретации ГДИС или первоначальных результатов моделирования, использовалось среднее значение скин-фактора, равное 5,0. Данная процедура позволила получить модификаторы KN скважины (WKHR) связанные с неопределенностью в KN коллектора для всех скважин, которые участвовали в адаптации.

Обновление статических геологических моделей

Описанный выше метод адаптации был повторен для всех трех статических моделей, и получено три набора решений для модификаторов KN коллектора. Влияние множителей KN было распространено с помощью метода оконтуривания. На Рис.10 показаны результаты оконтуривания этой функции ошибок для одной из геологических моделей. Площадные карты для таких поправок были дискретизированы в 3D пространство как и любое другое свойство пласта. Полученная таким образом совокупность свойств грида использовалась в качестве дополнительного изменения проницаемости коллектора. Данный процесс был повторен для всех трех геологических моделей отдельно. В качестве контрольной проверки обновленные геологические модели были проверены на адаптацию для всех скважин вместе, и было подтверждено качество приведения в соответствие давления, выполненное ранее.

Параметрическое исследование с одной переменной

Поскольку существует лишь небольшой набор исторических данных для проведения адаптации, некоторые из переменных неопределенности, которые могли бы сыграть важную роль в нефтеотдаче при заводнении, невозможно было проверить или подтвердить с помощью такой адаптации. Для того чтобы понять влияние отдельных параметров неопределенностей, обозначенных на семинаре, проведено параметрическое исследование с одной переменной на адаптированной модели. Адаптированная модель SIS была выбрана в качестве базовой для сравнения. Каждый из параметров изменялся отдельно в диапазоне значений пессимистичный/базовый/оптимистичный. Прогноз для всего месторождения сделан для 7-ми точечной сетки.

Результаты данного параметрического исследования с использованием *TDRM*TM обычно известны как «График Торнадо», приведенный на Рис.11. Как видно из этих результатов, различие геологических моделей имеет самое большое влияние на конечную нефтеотдачу при заводнении. Как и ожидалось, еще одной переменной неопределенности, сильно влияющей на извлечение нефти, является фазовая проницаемость. Для того чтобы охватить полный спектр неопределенности в геологических моделях и фазовой проницаемости, было выбрано шесть одинаково вероятных моделей для прогнозирования поведения коллектора с использованием рабочего процесса и набора инструментов *TDDP*TM для планирования разработки.

Цели (TDDP™) планирования разработки на гигантском сибирском месторождении нефти

Экономическая ситуация, а также технические возможности изменились с момента утверждения ТСП 1999 г. Были поставлены следующие цели для изучения возможной выгоды от обновления плана разработки месторождения.

- Оптимизация схемы разработки месторождения и графика разработки зон и кустов
- Оценка влияния неопределенностей на планирование разработки месторождения
- Демонстрация того, что оптимизированный план разработки месторождения улучшает Чистую приведенную стоимость (ЧПС) и Нефтеотдачу

В рамках данного исследования рассмотрены следующие варианты разработки месторождения:

- сетка скважин (обращенная 5-ти точечная, обращенная 7-ми точечная, ТСП),
- расстояние между скважинами (600м, 800м, 1040м, 1500м, 1800м),
- типы скважин (вертикальные или сильно наклонные),
- длина горизонтального участка сильно наклонных скважин (300м, 500м, 800м, 1000м),
- мехдобыча (газлифт, электрические центробежные насосы (ЭЦН), без мехдобычи),
- скорость бурения и
- график разбуривания зон и кустов.

Неопределенности в прогнозах добычи на месторождении и их влияние на планирование разработки месторождения были оценены на 4 адаптированных геологических моделях и 3 наборах кривых фазовой проницаемости. Для того чтобы лучше количественно измерить изменения, вызываемые техническими неопределенностями, было просчитано шесть моделей пласта для каждого выбранного варианта разработки: четыре геологические модели с наиболее вероятным набором кривых фазовой проницаемости и наиболее вероятная геологическая модель с «оптимистичным» и «пессимистичным» набором кривых фазовой проницаемости.

Общее описание технологии TDDP™

Технология *TDDP™* описывается в ссылке^[2]. Методология, примененная на гигантском сибирском месторождении, описывается на Рис.12.

Основная цель применения данной методологии на сибирском месторождении – это выбор оптимизированного плана разработки месторождения, который бы максимизировал чистую приведенную стоимость при сохранении в то же время высокой нефтеотдачи. Прогнозы поведения коллектора основаны на шести адаптированных моделях пласта. Все шесть моделей соответствуют имеющейся информации о геологии коллектора, каротажным/керновым данным, а также данным ГДИС. Правила разработки месторождения определяют возможные сетки скважин, расстояние между скважинами, тип скважины, длину сильно наклонных скважин, стратегию перфорирования скважин, темпы бурения и т.д.

Процедура *TDDP™* автоматически определяет все возможные варианты разработки месторождения, которые соответствуют указанным правилам разработки месторождения. Выбираются миллионы возможных вариантов разработки месторождения. Затем выполняется цикл оптимизаций. Оптимальный вариант разработки месторождения определяется в рамках данного цикла. Основная часть процедуры оптимизации – это оптимизатор. Он запускает процедуру «умного» поиска используя лишь ограниченное количество выбранных вариантов разработки месторождения. Следующие операции выполняются автоматически при каждом повторении цикла оптимизаций:

1. Оптимизатор выбирает вариант разработки месторождения.
2. Проверяются ограничения по разработке месторождения. Если какое-либо из ограничений нарушается, выбранный вариант разработки игнорируется или к объектной функции добавляется большое число (ЧПС).
3. Набор входных данных симулятора автоматически обновляется для выбранного варианта разработки для всех шести моделей пласта.
4. Расчеты модели выполняются шесть раз для шести моделей пласта. Профили добычи для наиболее вероятной модели и их диапазон определяются на данном этапе.
5. Экономическая модель рассчитывается шесть раз. ЧПС для наиболее вероятного сценария и его диапазон определяются на данном этапе.
6. Цикл оптимизаций повторяется, если количество итераций не превышает максимальное число.

Основные результаты

Было продемонстрировано, что процесс *TDDP™* является мощной технологией для оптимизации разработки месторождения. Во время 2-х месячного исследования были получены следующие результаты для выполнения поставленных целей:

- 2200 вариантов разработки были автоматически оценены и проанализированы
- Интеграция поведения коллектора и экономики

- Оценка неопределенностей в прогнозах поведения коллектора и их влияние на принятие решений по разработке

В результате применения технологии **TDDP™** выбрана следующая схема разработки в качестве нового базового сценария:

обращенная 7-ми точечная сетка,
расстояние между скважинами 1040 м,
сильно наклонные скважины с длиной горизонтального участка 500 м,
мехдобыча с ЭЦН
оптимизированный график разработки зон и кустов

Данная схема имеет следующие выгоды по сравнению с текущей ТСП:

Дополнительная ЧПС: наиболее вероятно: +\$1400 млн., диапазон: от \$1200 млн. до +\$1600 млн.,

Дополнительная накопленная добыча нефти: наиболее вероятно: +8000 тыс. м³, диапазон: от 3300 тыс. м³ до +12900 тыс. м³.

Дополнительная ЧПС определяется как ЧПС в предлагаемом сценарии минус ЧПС в ТСП. Дополнительная накопленная добыча нефти определяется как объем добытой нефти в предлагаемом сценарии минус объем добытой нефти в ТСП. Наиболее вероятная ЧПС и объем добытой нефти определяются на основе результатов моделирования с использованием наиболее вероятной модели пласта. Диапазоны ЧПС и объема добытой нефти рассчитываются на основе результатов моделирования по шести адаптированным моделям пласта.

Изучение вариантов разработки и сравнение их с Технологической схемой разработки (ТСП)

Были изучены варианты разработки с различными сетками скважин, расстоянием между скважинами, типами скважин и длиной сильно наклонных скважин. Цель данного исследования заключалась в сравнении различных вариантов разработки с ТСП и выборе варианта, который максимизирует ЧПС и увеличивает нефтеотдачу по сравнению с ТСП. Для должного сравнения с ТСП предполагается, что в рассматриваемых случаях скважины размещаются в тех же зонах, что и в ТСП. В случае ТСП использовались вертикальные скважины с расстоянием между ними 600 м, мехдобычей с ЭЦН, установленной очередностью разработки зон и кустов.

График зависимости дополнительной ЧПС от дополнительной накопленной добычи нефти для 36 лучших вариантов разработки представлен на Рис.13. Представленные на Рис.13 результаты основаны на наиболее вероятной модели с наиболее вероятными кривыми фазовой проницаемости. В рассматриваемой системе координат исходная точка соответствует варианту ТСП с вертикальными скважинами. Числами показано количество скважин для каждого сценария. Варианты с различным расстоянием между скважинами показаны разными цветами. Например, варианты с расстоянием между скважинами 600м, 800м, 1040м, 1500м и 1800м показаны красным, синим, желтым, темно- и светло-голубым соответственно. Варианты с 5-ти точечной, 7-ми точечной сеткой и сеткой согласно ТСП показаны кубиками, кругами и звездочками соответственно. Длина скважин отображается размером точек на графике. Вертикальные скважины показаны самыми маленькими точками. Сильно наклонные скважины с длиной горизонтального участка 1000м – самыми большими точками.

Наибольшую важность представляли собой схемы разработки с положительной дополнительной накопленной добычей нефти. Обращенная 7-ми точечная сетка с расстоянием между скважинами 1040 м и с сильно наклонными скважинами максимизирует ЧПС при сохранении положительной дополнительной накопленной добычи нефти относительно ТСП. Данная оптимизированная схема является новым рекомендуемым базовым сценарием разработки месторождения. Сравнение нефтеотдачи и профилей добычи в оптимизированном варианте и в ТСП показано на Рис.14.

Как показано на Рис.13, оптимизированная рекомендуемая базовая схема разработки (7-ми точечная сетка, расстояние между скважинами 1040 м и сильно наклонные скважины с длиной горизонтального участка 500 м) увеличивает ЧПС на ~\$1400 млн., а объем добычи нефти на ~8000 тыс. м³ по сравнению с ТСП.

Основные причины увеличения ЧПС и объема добытой нефти в оптимизированном варианте по сравнению с ТСП следующие:

1. применение сильно наклонных скважин вместо вертикальных;
2. оптимизация расстояния между скважинами;
3. оптимизация очередности бурения.

Результаты моделирования демонстрируют, что сильно наклонные скважины превосходят вертикальные из-за большей площади дренирования и продуктивности, которую возможно получить за счет сильно наклонной секции. В

результате,

- Начальные и установившиеся дебиты нефти выше в сильно наклонных скважинах, чем в вертикальных добывающих скважинах.
- Приемистость выше в сильно наклонных скважинах, чем в вертикальных нагнетательных скважинах.
- Депрессия меньше в сильно наклонных скважинах, чем в вертикальных.

На момент данного исследования только одна сильно наклонная скважина была пробурена и испытана. Получены хорошие результаты, близкие к прогнозам в модели. Другие скважины с более длинными горизонтальными секциями ожидают испытаний, чтобы можно было полностью подтвердить преимущества их использования.

Оптимизация расстояния между скважинами и очередности бурения рассматривается ниже.

Оценка неопределенностей в прогнозах добычи на месторождении

Существуют большие неопределенности в прогнозах добычи. Они вызваны в основном большими неопределенностями в геологии пласта-коллектора и свойствах пород на ранних стадиях разработки месторождения. Неопределенности в нефтеотдаче и профилях добычи для варианта ТСП представлены на Рис.15. Эти неопределенности были предсказаны на основе результатов моделирования по шести адаптированным моделям пласта. На Рис.15 показано, что диапазон неопределенностей в прогнозах нефтеотдачи составляет примерно 30% от нефтеотдачи, предсказанной на основе базовой геологической модели.

Учитывая большие неопределенности в прогнозах поведения коллектора, важно подтвердить, что рекомендации в отношении разработки месторождения действительны для всех рассматриваемых моделей пласта. Впоследствии было подтверждено, что оптимизированная схема разработки месторождения (7-ми точечная сетка с расстоянием между скважинами 1040 м и сильно наклонными скважинами) максимизирует ЧПС при положительной дополнительной накопленной добыче по сравнению с ТСП для всех рассматриваемых моделей пласта. Для пессимистичной геологической модели и для оптимистичной модели это продемонстрировано на Рис.16.

Согласно прогнозу диапазон дополнительной ЧПС в оптимизированном сценарии по сравнению с ТСП составит от \$1200 млн. до \$1600 млн. Диапазон дополнительной накопленной добычи нефти составляет от 3300 тыс. м³ до 12900 тыс. м³.

Оценка расстояния между скважинами

Для оценки расстояния между скважинами результаты моделирования были проанализированы для вариантов с расстоянием между скважинами 600м, 800м, 1040м и 1800м для наиболее вероятной, пессимистичной и оптимистичной моделей пласта. Для этих вариантов использована обращенная 7-ми точечная сетка и сильно наклонные скважины с длиной горизонтального участка 500м. График зависимости между дополнительной ЧПС и дополнительной накопленной добычей нефти, прогнозируемой в этих вариантах, представлен на Рис.17.

Из Рис.17 видно, что ЧПС существенно выше при расстоянии между скважинами 1040м, чем 600м и 800м для всех рассматриваемых моделей. Основная причина существенного увеличения ЧПС – это ускорение темпов добычи в первые годы разработки месторождения. Ускорение темпов добычи продемонстрировано на Рис.18. Это достигается, поскольку:

- Предполагается, что во всех случаях количество скважин, которые будут пробурены в 2007-2014 гг., останется неизменным в связи с фиксированными темпами бурения.
- Дебиты нефти в скважинах выше в случае расстояния между скважинами 1040м, чем когда оно составляет 600м и 800м, в результате большего радиуса дренирования и отсрочки прорыва воды.

Оптимизация очередности разработки зон

Коллектор был разделен на 8 зон разработки, которые показаны на Рис.19. Предполагается, что зоны 1, 2 и 3 будут разрабатываться в первую очередь в 2007-2010 гг. Процедура оптимизации **TDDP**TM была применена для определения оптимального порядка разбурирования зон 4 - 8 в 2011-2015 гг. с максимизацией ЧПС. Графики зависимости между ЧПС и объемом добытой нефти для вариантов с разной очередностью разбурирования зон представлены на Рис.20. В ячейках показан порядок разработки зон. Например, ячейка z354678 показывает, что в данном случае применяется следующий порядок разбурирования зоны: 1=>2=>3=>5=>4=>6=>7=>8.

Как показано на Рис.20, оптимизированный порядок разбурирования зон - это **Зона 5 => Зона 4 => Зона 6 => Зона 7 => Зона 8**. Кроме того, был оптимизирован порядок разработки кустов в зонах 1-3 и порядок бурения скважин на кустах. Конечно, для того чтобы получить это потенциальное увеличение ЧПС на \$80 млн., показанное на Рис.20, потребуется качественная сейсмика 3D и другие современные методы исследований для постоянного ранжирования

объектов бурения.

Обобщение

1. Оптимальный алгоритм расчленения на пласты, примененный при построении крупномасштабной модели, был успешно использован для сохранения достаточной неоднородности для моделирования заводнения. Это очевидно из близкого совпадения мелкомасштабной и крупномасштабной моделей с точки зрения эффективности заводнения.
2. Введение составной переменной для изменения КН коллектора и изменения КН в зависимости от скин-фактора очень полезно в определении уникальных решений при адаптации значений депрессии гидродинамических исследований скважин. Метод оконтуривания использован для внедрения решений адаптации в процессе обновления статических моделей. Этот метод обеспечил непрерывность изменения этих поправок.
3. Только ограниченный набор переменных геологических неопределенностей мог быть оценен на основе небольшого объема старых данных по исследованиям на месторождении и по добыче. Влияние других переменных на прогнозы поведения коллектора было изучено и отранжировано, используя параметрическое исследование с одной переменной.
4. Продемонстрировано, что планирование разработки сверху вниз (*TDDP*TM) является мощной технологией для оптимизации разработки месторождения:
 - 2200 вариантов разработки было автоматически оценено и проанализировано всего лишь за два месяца
 - Обеспечена должная интеграция поведения коллектора и экономики
 - Оценены неопределенности в прогнозах поведения коллектора и их влияние на решения по разработке
5. В результате применения технологии *TDDP*TM, выбрана следующая оптимизированная схема разработки месторождения: обращенная 7-ми точечная сетка, расстояние между скважинами 1040м, сильно наклонные скважины с длиной горизонтального участка 500м, мехдобыча с ЭЦН, оптимизированный график разработки зон и кустов.
6. Было предсказано, что данная оптимизированная схема приводит к существенному увеличению ЧПС и объема добытой нефти по сравнению с текущей утвержденной Технологической схемой разработки (ТСР).

Выражение благодарности

Мы бы хотели поблагодарить руководство ВР и ТНК-ВР за их поддержку и за предоставление разрешения на опубликование настоящего документа. Кроме того, мы бы хотели поблагодарить программу ВР ARPP R&D за спонсирование разработки примененных технологий *TDRM*TM и *TDDP*TM.

Использованная литература

1. Уильямс Дж.Дж.Дж., Мэнсфилд М., Макдоналд Д.Дж., Буш М.Д.: «[Моделирование коллектора сверху вниз](#)», документ SPE 89974, Ежегодная техническая конференция и выставка SPE, Хьюстон, 26-29 сентября 2004 г.
2. Майкл Литвак, Брайан Гэйн, Глин Уильямс, Марк Мэнсфилд, Патрик Энгерт, Крис Макдоналд, Лесли МакМюррей, Роджер Скиннер, Грег Дж. Уокер: «Технология оптимизации разработки месторождений», документ SPE 106426, Симпозиум SPE по моделированию пласта, Хьюстон, Техас, США, 26–28 февраля 2007 г.
3. Майкл Дж. Кинг, Кэрэм С. Берн, Пенджу Ванг, Венкатараманан Муралидхаран, Фредди Алварардо, Ксианлин Ма, Ахилл Дата-Гупта: «Оптимальное укрупнение 3D моделей пласта для моделирования потока», документ SPE 95759, Ежегодная техническая конференция SPE 2005 г., Даллас, Техас, США.

Рис 1: Схема оптимального огрубления слоёв, сохраняющая неоднородность.

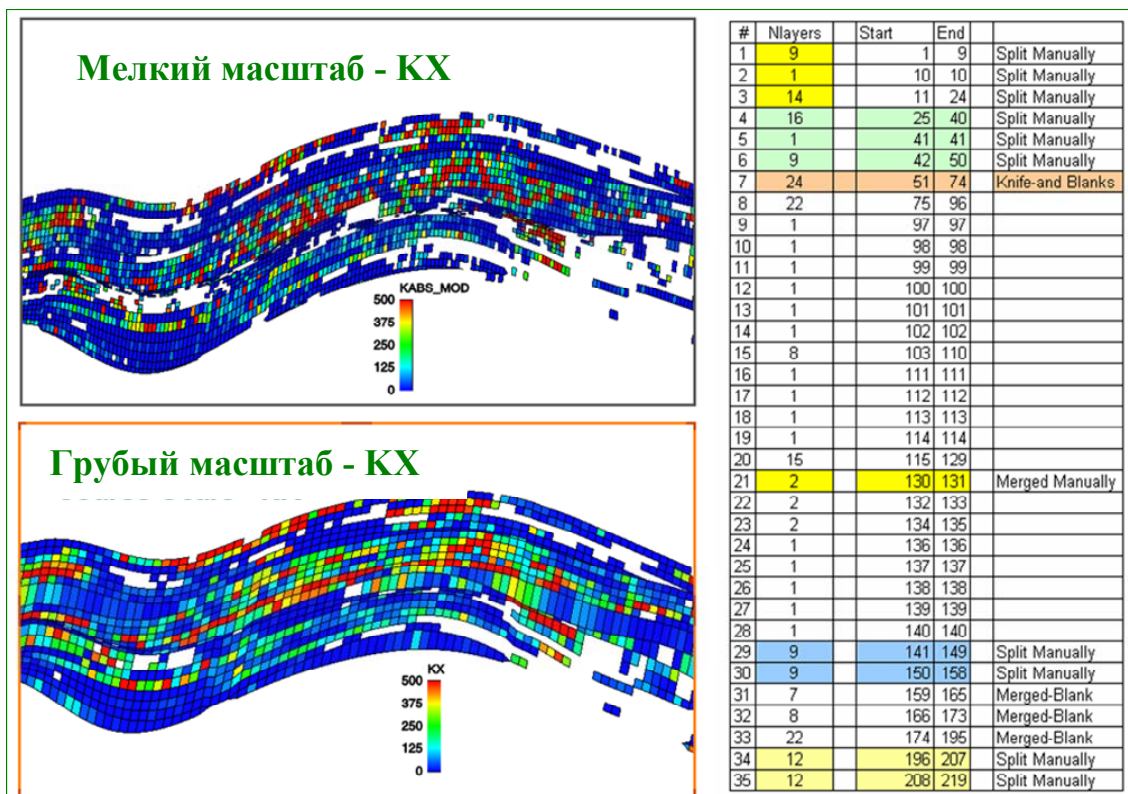


Рис 2: Скважины участка ОПЭ – адаптация КВД и гидропрослушивания

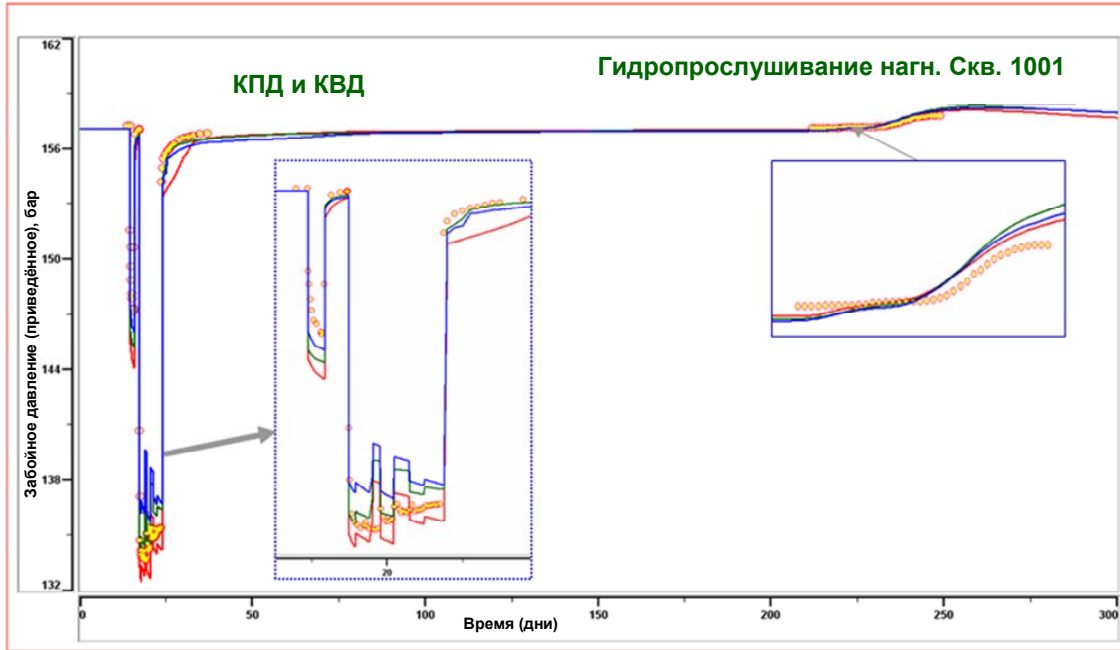


Рис 3: Адаптация кривых падения давления скважин – Линия решений для КН и Скин-фактора

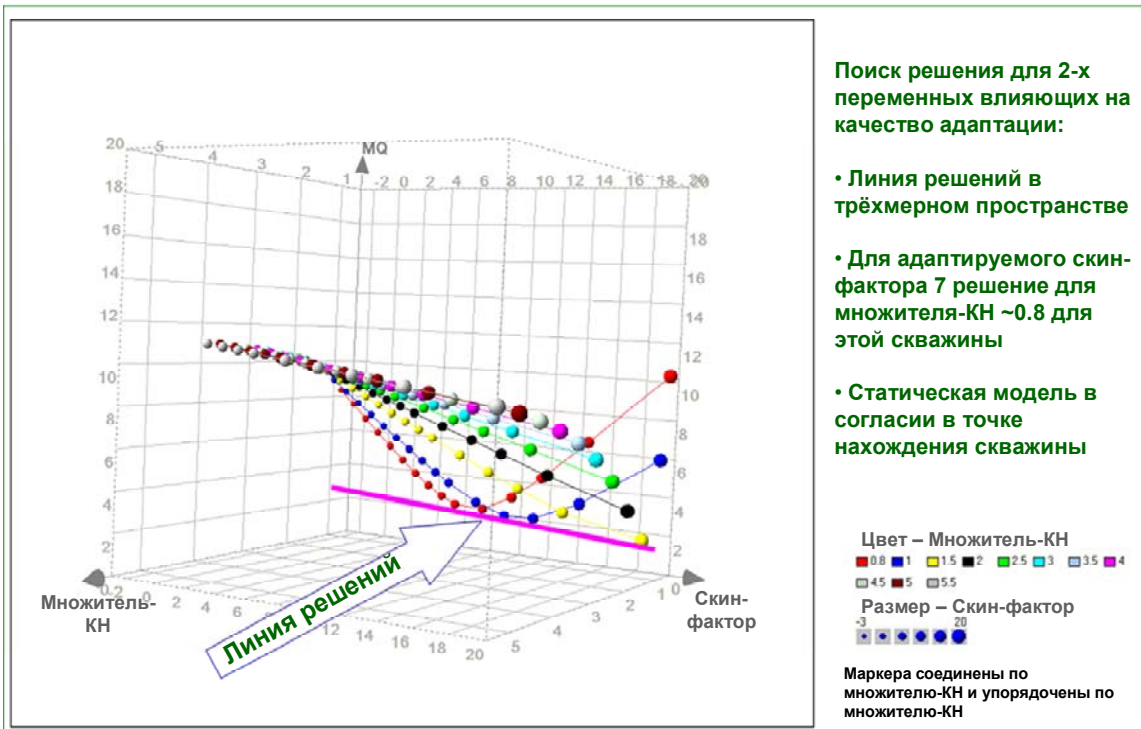


Рис. 4: множественное решение для СКВ. №57, адаптация кривой падения давления

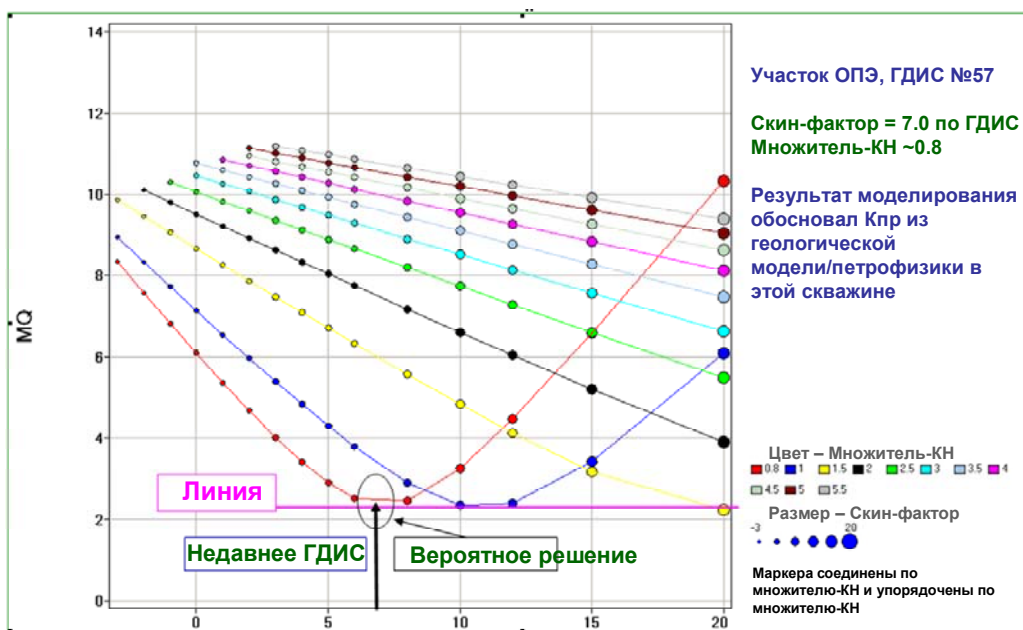


Рис. 5: Составное решение КН для скважины №57

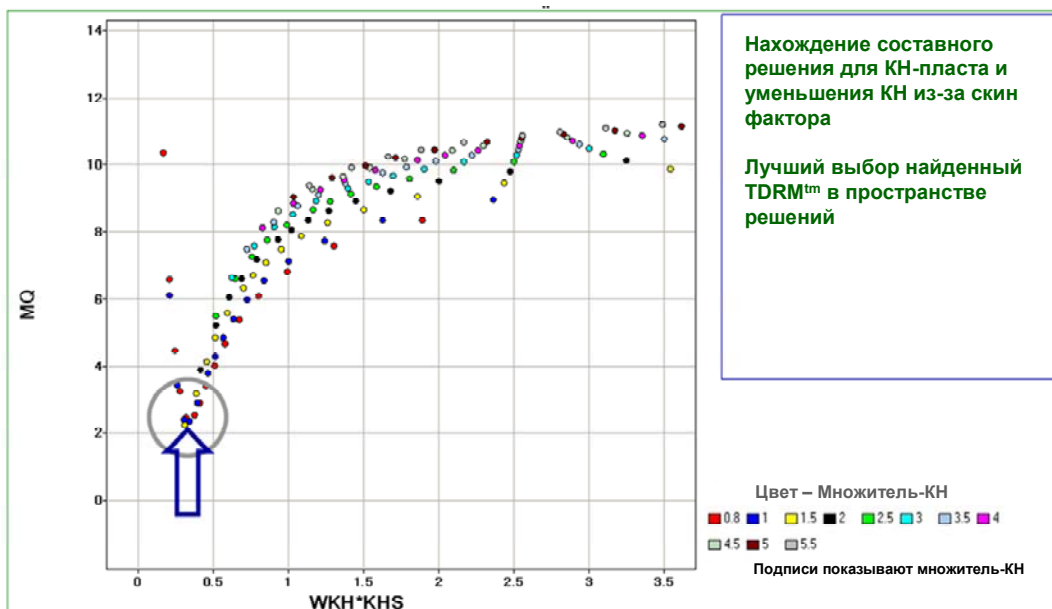


Рис. 6: Множество решений КН-скважины и Скин-фактора для СКВ. # 29-3

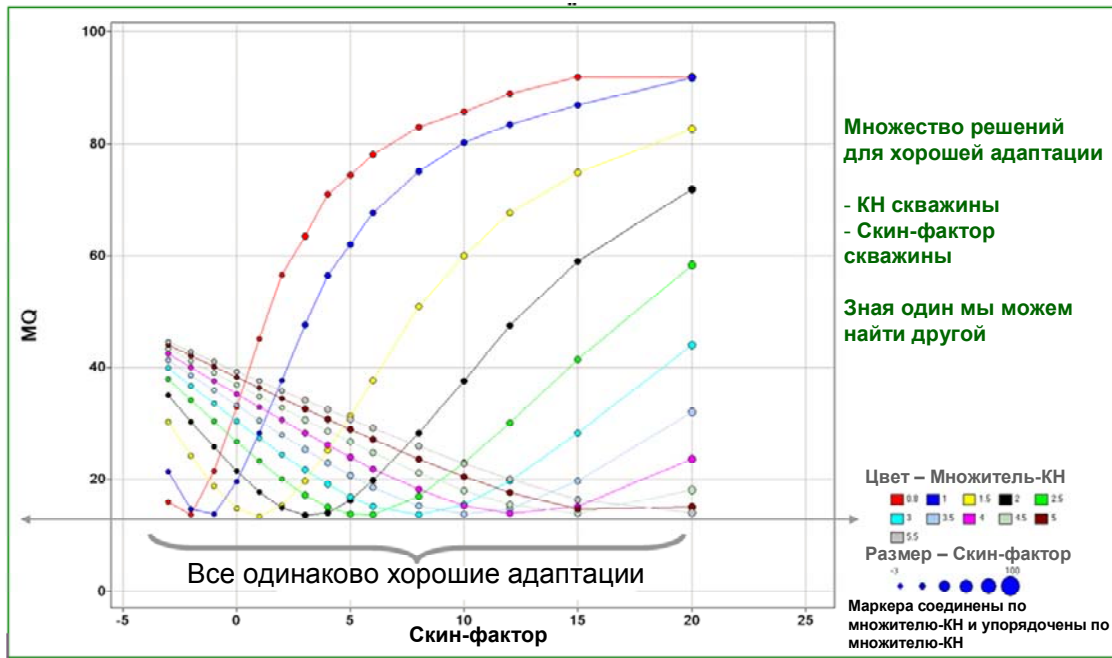


Рис. 7: Сошедшее составное решение КН для СКВ. # 29-3

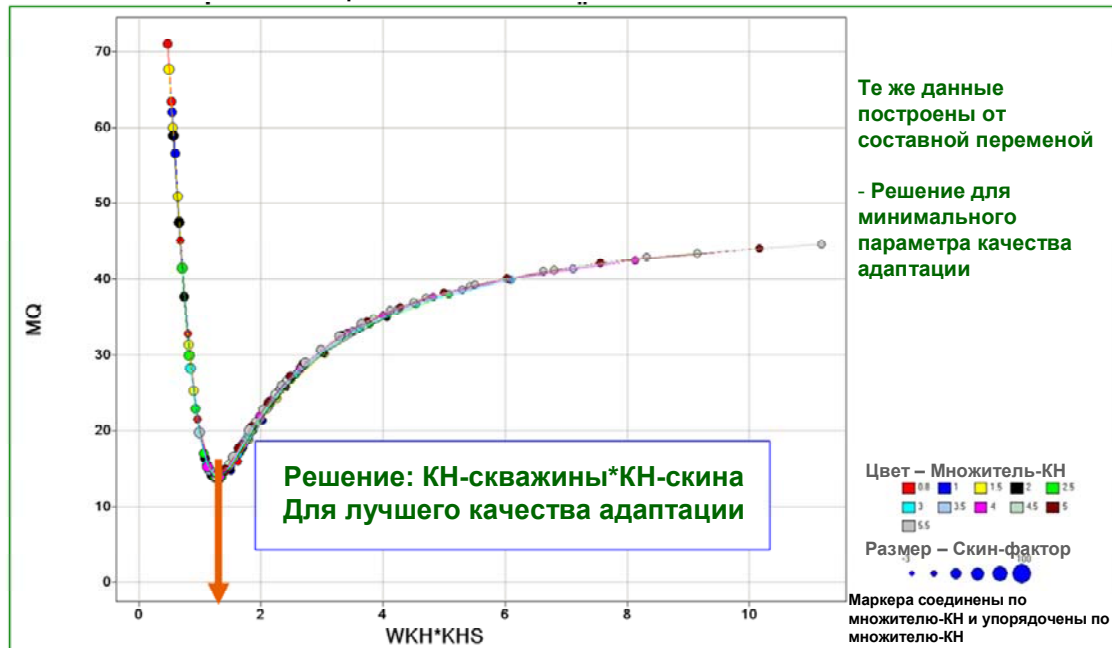


Рис. 8: Эквивалентный фактор КН-скважины связанный со скин-фактором

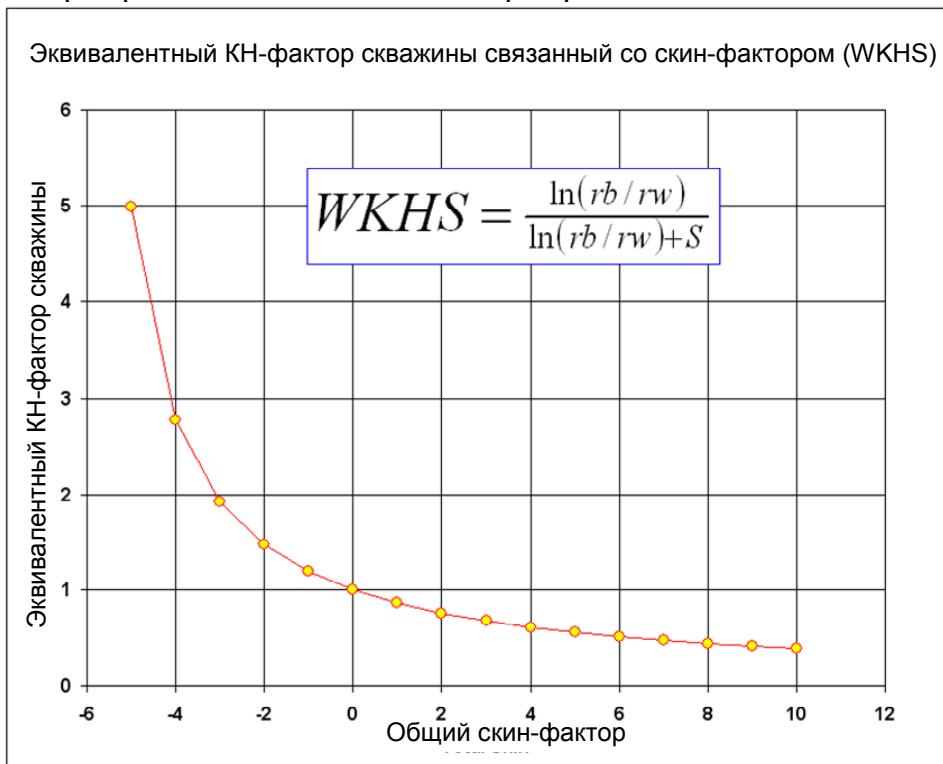


Рис 9: Чувствительность фактора WKHS к неопределённости в скин-факторе

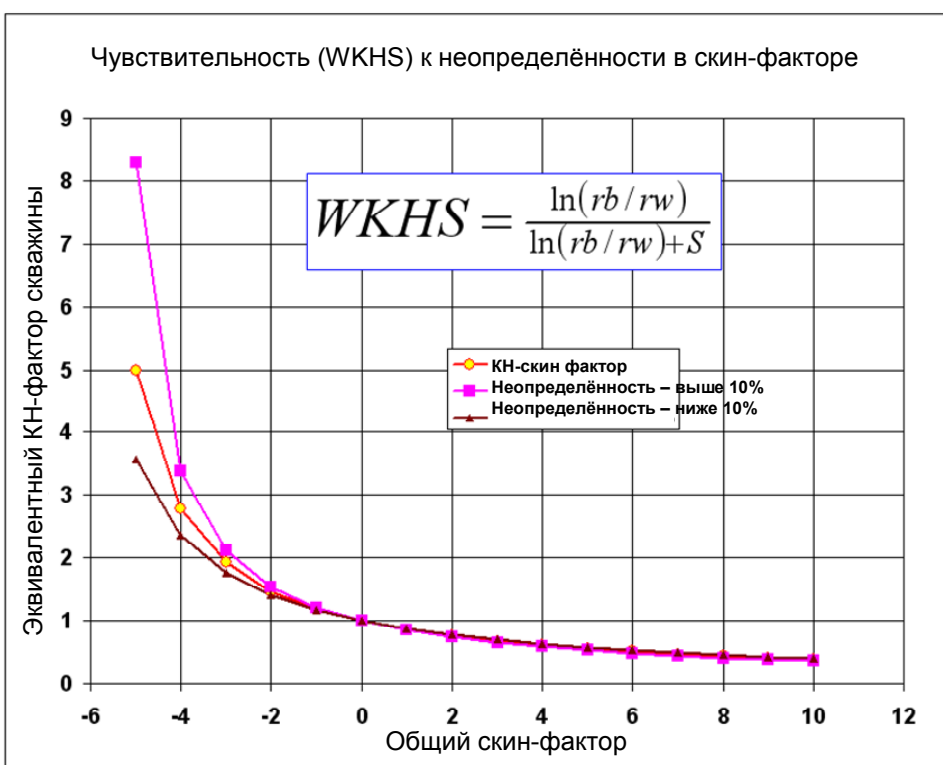


Рис. 10 : Применение решений *TDRM*TM к статической модели
 Результаты адаптации 22 Кривых падения/восстановления и 2-х исследований по гидропрослушиванию
 Поправочный коэффициент на проницаемость варьируется от 0.15 до 4.17 (среднее 1.94)

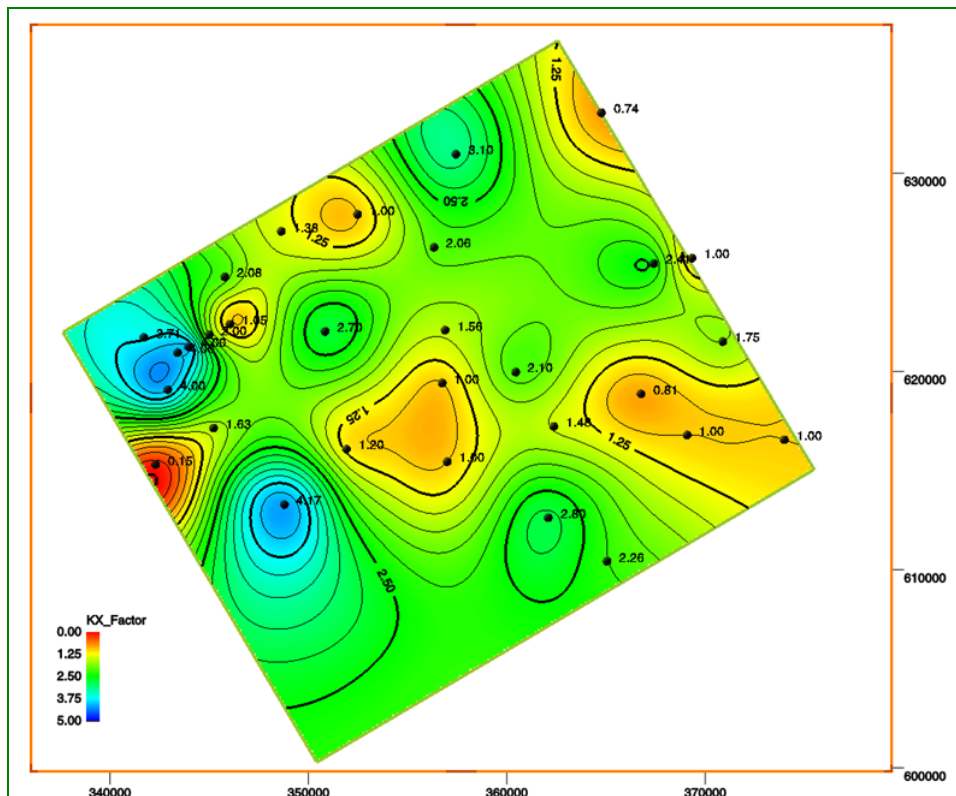


Рис. 11: Вклад отдельных переменных неопределённости в конечное извлечение нефти – метод торнадо *TDRM*TM

Параметрическое исследование с одиночной переменной (график Торнадо)
Базовая модель – SIS, 7-точечная система заводнения
 Добавочное накопленное извлечение нефти % по сравнению с базовым вариантом

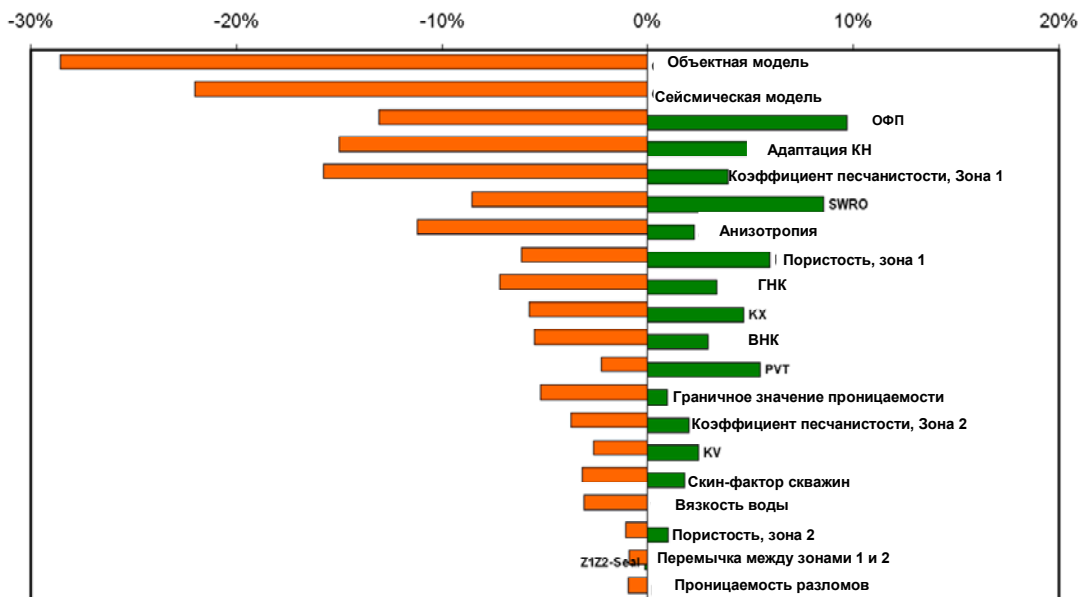


Рис. 12: Методология оптимизации разработки месторождения в TDDP™:

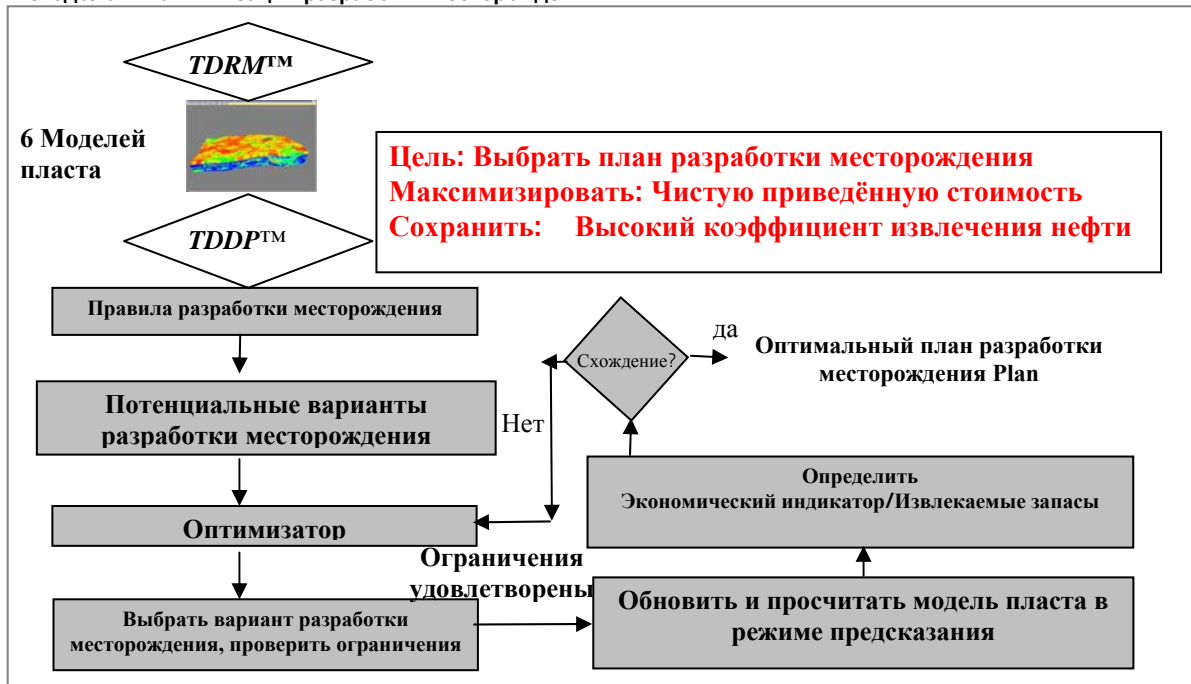
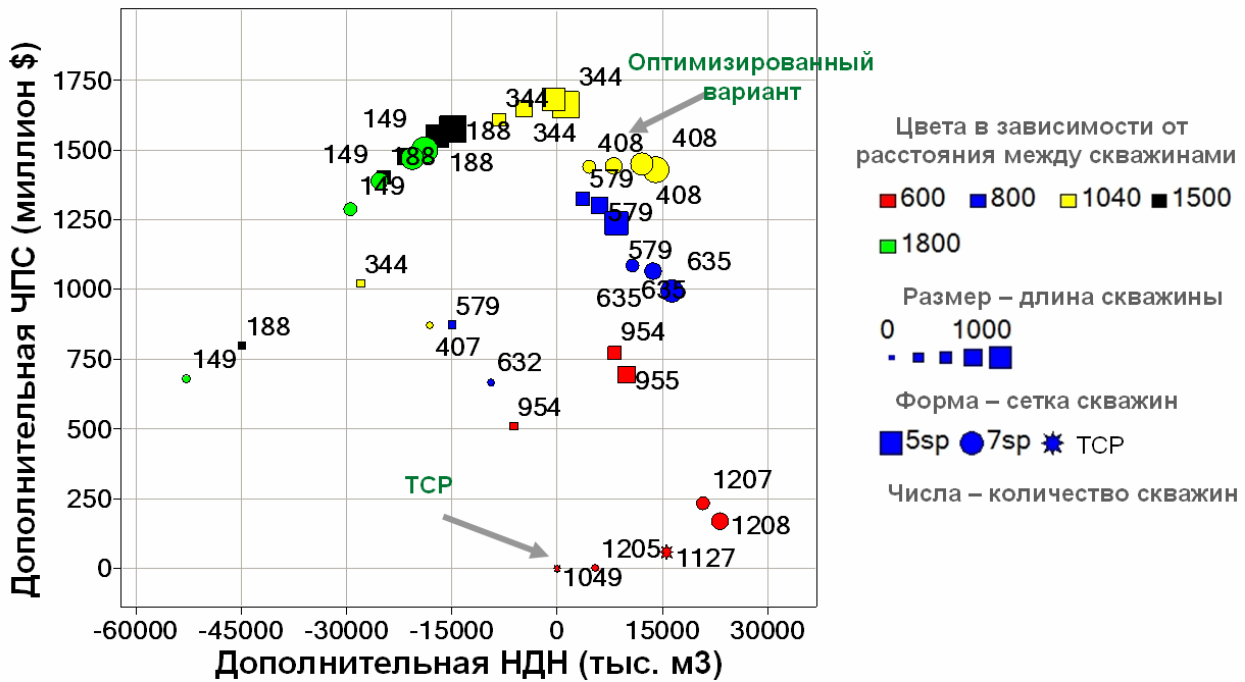


Рис. 13: Дополнительная ЧПС от дополнительной накопленной добычи нефти (НДН) для различных вариантов разработки месторождения. Результаты моделирования на наиболее вероятной модели.



$$\begin{aligned} \text{Дополнительная НДН} &= \text{НДН} - \text{НДН}_{\text{TCP}} \\ \text{Дополнительная ЧПС} &= \text{СПС} - \text{НДН}_{\text{TCP}} \end{aligned}$$

Рис. 14: Сравнение накопленной добычи нефти и дебита нефти в базовом варианте и TCP

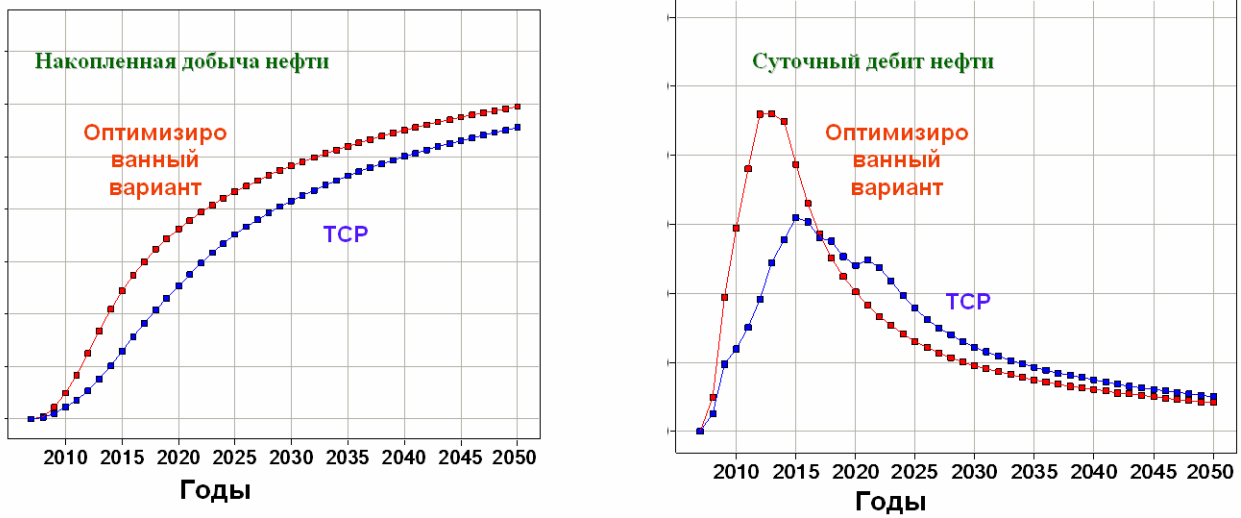


Рис. 15: Неопределённость в накопленной добыче и дебите нефти в варианте TCP

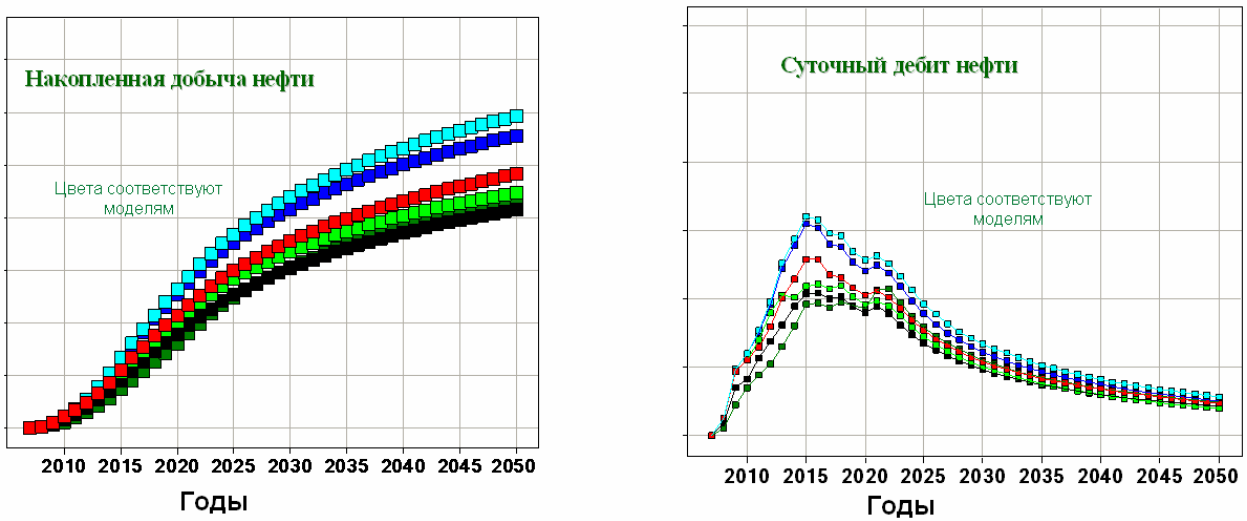


Рис. 16: Дополнительная ЧПС от дополнительной накопленной добычи нефти (НДН) для различных вариантов разработки месторождения. Результаты моделирования для оптимистичной и пессимистичной моделей пласта.

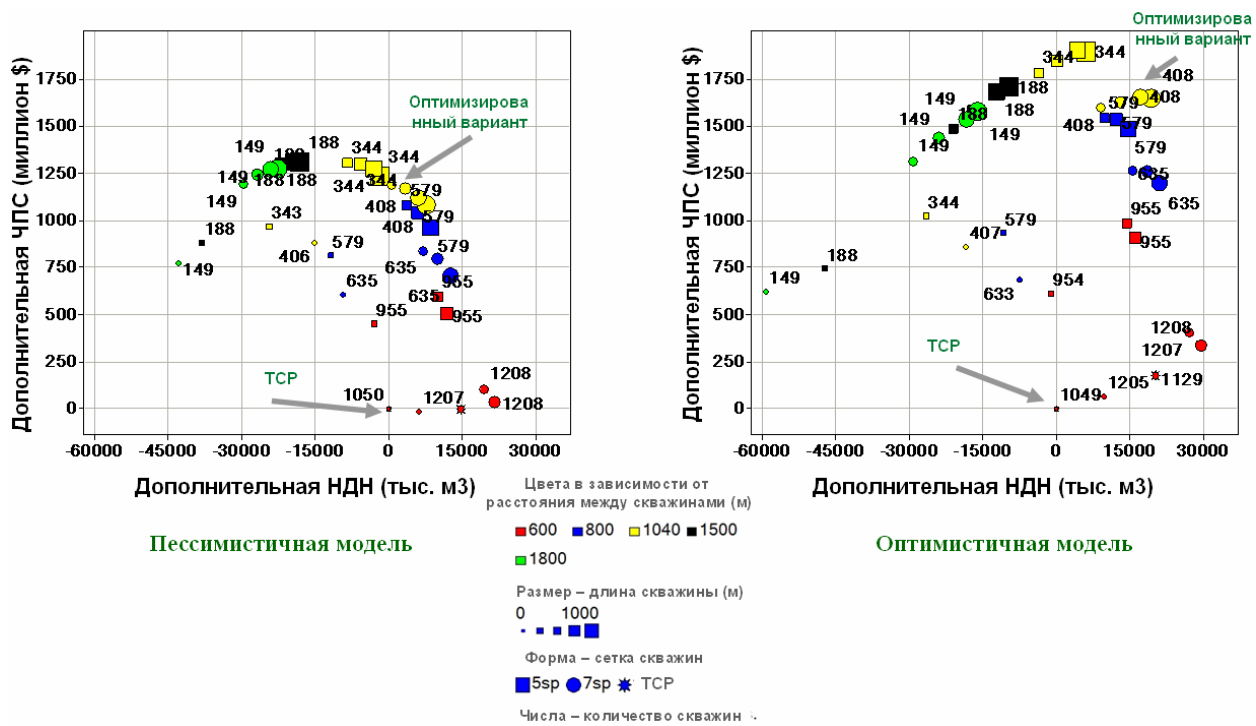


Рис. 17: Оценка расстояния между скважинами: Результаты моделирования на оптимистичной, наиболее вероятной и пессимистичной моделях пласта для сильнонаклонных скважин с длиной секции 500м и различными расстояниями между скважинами.

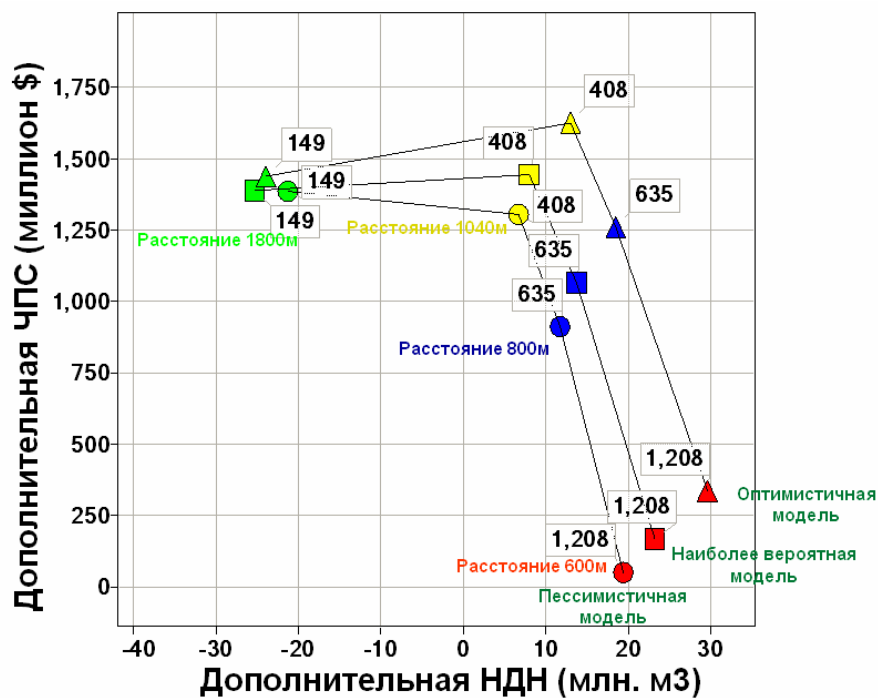


Рис. 18: Ускорение добычи с расстоянием между скважинами 1040м. Результаты моделирования с 500м сильнонаклонными скважинами и различными межскважинными расстояниями

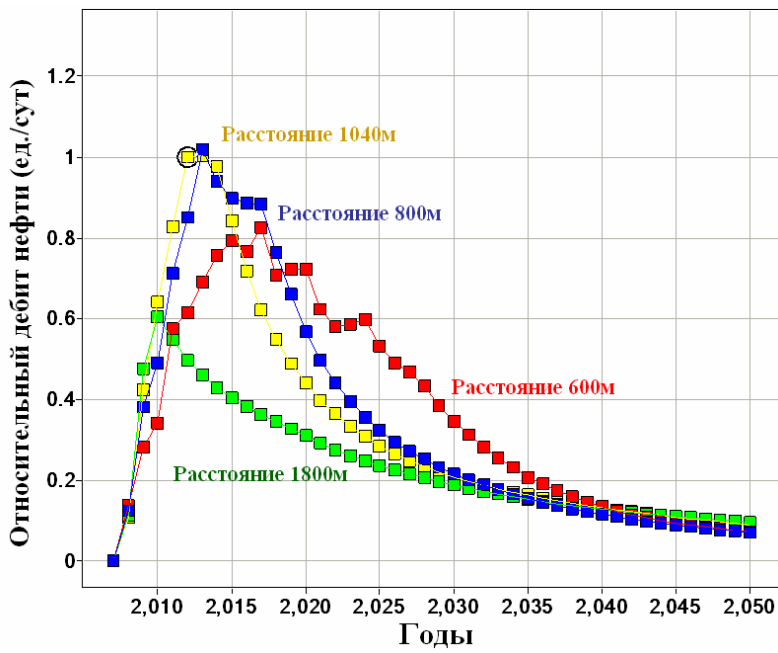


Рис. 19: Зоны пласта

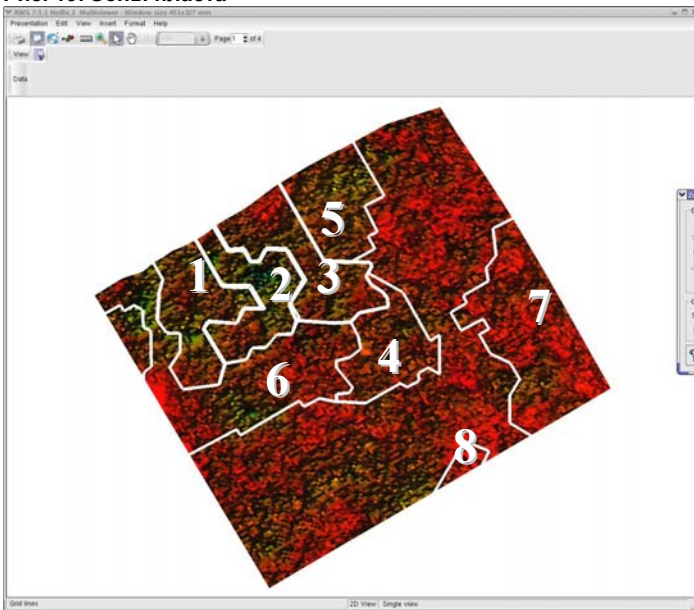


Рис. 20: ЧПС от накопленной добычи нефти для различного порядка разработки зон

