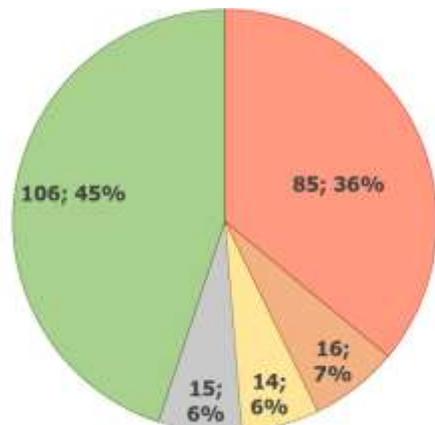


ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ
РАЗМЕЩЕНИЯ НОВЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ
НЕОДНОРОДНОСТИ
ГЕОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ
ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ ЗОНЫ
ПЛАСТА

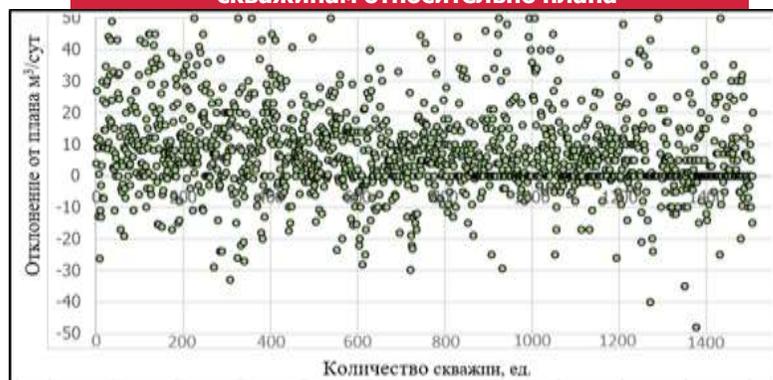
Алексей Сенцов
Начальник управления
проектирования КНИПИ нефть

Анализ реализации проектных решений в части нового бурения по месторождениям Западной Сибири

Рассмотрено 236 кустовых площадок
(2100 скважин)



Изменение дебита жидкости по пробуренным скважинам относительно плана



- Реализовано: полное соответствие проектным решениям
- Концептуальное изменение проектных решений в части формирования системы разработки на рассматриваемом участке относительно проектных решений
- Отмена бурения части проектных скважин
- Адаптация системы разработки в условиях актуализации геологического строения
- Размещение дополнительных скважин

Необходимость корректировки проектных решений при освоении нового участка на разрабатываемом объекте, связана с:

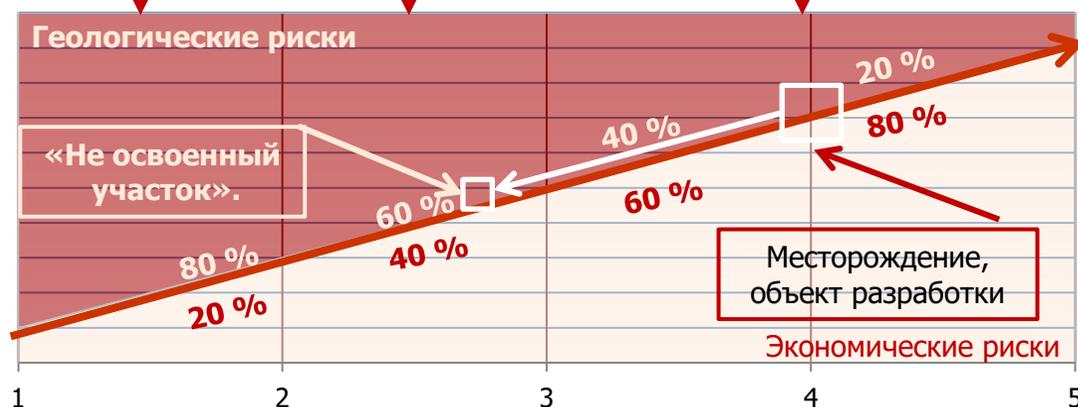
- неподтверждением геологической основы участка;
- отсутствием заранее проработанного сценария, который учитывает геологическую неопределенность.

- неподтверждение геологического строения компенсируется повышением депрессии

Актуальность работы и цель

ПРИОБРЕТЕНИЕ ЛИЦЕНЗИЙ	ПОИСКОВО- РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ	ОЦЕНКА ЗАПАСОВ	РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ
C2, C3	C1, C2	B1, B2, C1, C2	A, B1
ТЭО инвестиций	Проект пробной эксплуатации скважин	Подсчет запасов, проект пробной эксплуатации	Проектно- технологический документ на разработку.

Метод аналогий, экспертных оценок. Вероятностный подход	Детерминированные методы
---	--------------------------



Информация о строении продуктивных пластов (залежей), на разных стадиях их разработки, характеризуется различной степенью достоверности.

Эксплуатационные объекты, находящиеся на последней (основной) стадии разработки, изучены не в полной мере.

Следовательно, расчетные значения извлекаемых запасов по пласту не соответствуют реальным закономерностям их формирования.

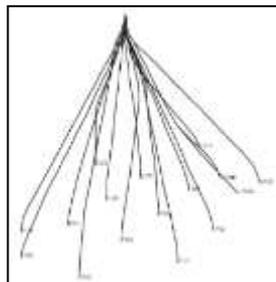
Цель работы: Обоснование оптимальной системы разработки не освоенного участка, с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта с использованием данных об изменчивости пласта в вариативных 3D геолого-гидродинамических моделях.

Неопределенность входных данных, загружаемых в геологическую модель

1. БУРЕНИЕ

прямой замер глубины.
отбор керна ($\pm 2-3\text{м}$)

Определение K_p , $K_{пр}$, K_n

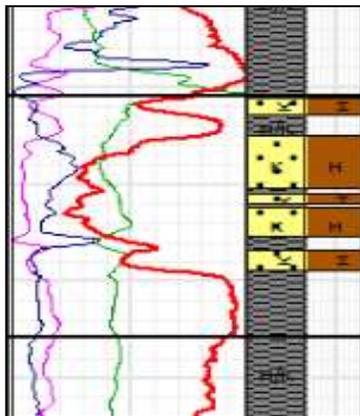


K_p – коэффициент пористости
 $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости
 K_n – коэффициент нефтенасыщенности

2. ГИС

косвенный метод
($\pm 2-3\text{м}$)

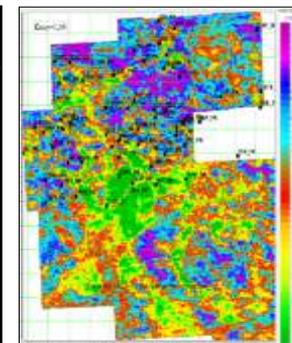
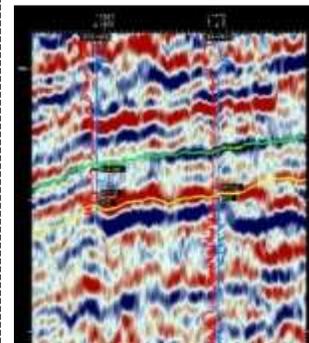
Определение K_p , $K_{пр}$, K_n



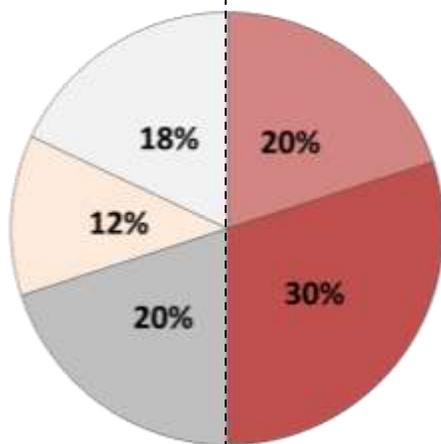
3. СЕЙСМИКА

удаленный,
дистанционный метод ($\pm 15\text{м}$)

Структурные карты
Карты прогнозных эффективных
толщин
Сейсмофации



Виды неопределенностей, влияющие на результат при моделировании*



- Погрешности входных данных (глубина при бурении, ГИС, сейсмика, промысловые данные, замеры давления)
- Геологическая неопределенность

■ Неопределенность модели фильтрации

■ Численные погрешности (размер сетки, поворот сетки, перемасштабирование, закругление, аппроксимация по времени)

■ Иные

*по материалам Совместной технологической конференции SPE/EAGE 18 – 20 марта 2014 (г. Москва)- Д.Восков

Потери запасов нефти по новому участку на эксплуатируемом объекте разработки



График накопленной добычи нефти

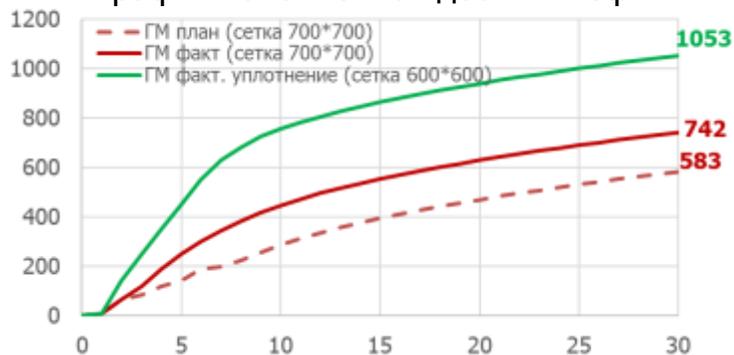
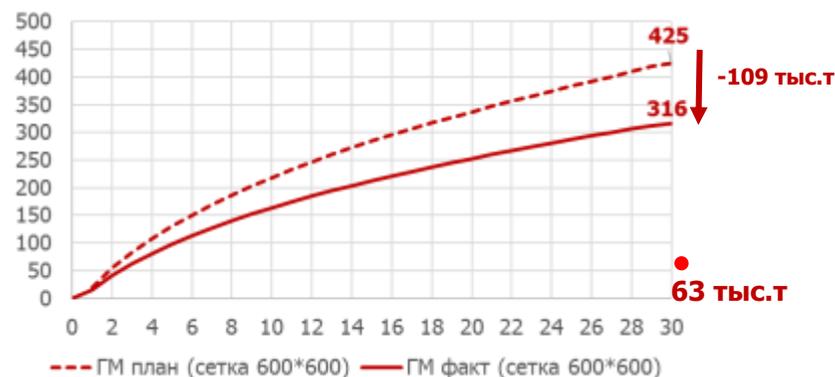


График накопленной добычи нефти

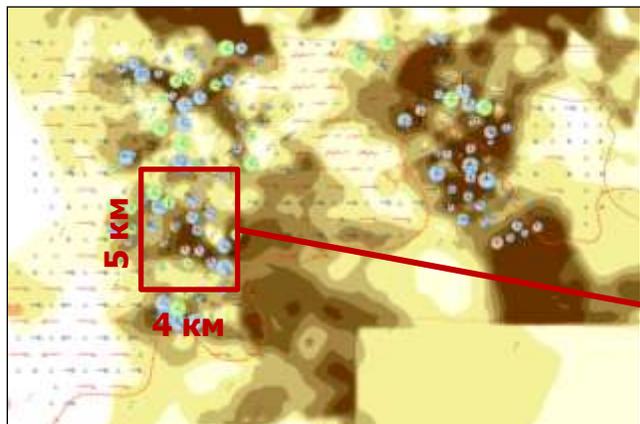


Параметр	Участок 1	
	План	Факт
Нефтенасыщенная толщина, м	3,8	6,7
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,495	0,502
Пористость, д. ед.	0,17	0,17
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	16	22
Запасы на проектную скважину, тыс. т	34	56

Параметр	Участок 2	
	План	Факт
Нефтенасыщенная толщина, м	6,3	3,6
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,506	0,490
Пористость, д. ед.	0,17	0,17
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	18	12
Запасы на проектную скважину, тыс. т	37	21

Изменение представлений о геологическом строении участка в процессе разбуривания

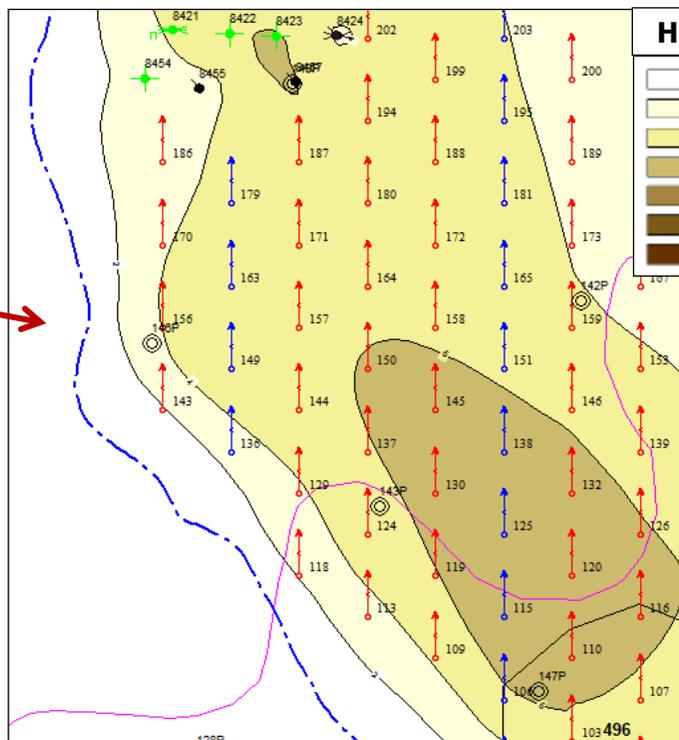
Схема размещения проектного фонда



Изменение геологических запасов в целом по объекту **составило менее 2%**, основания для пересмотра геологической основы по объекту отсутствуют.

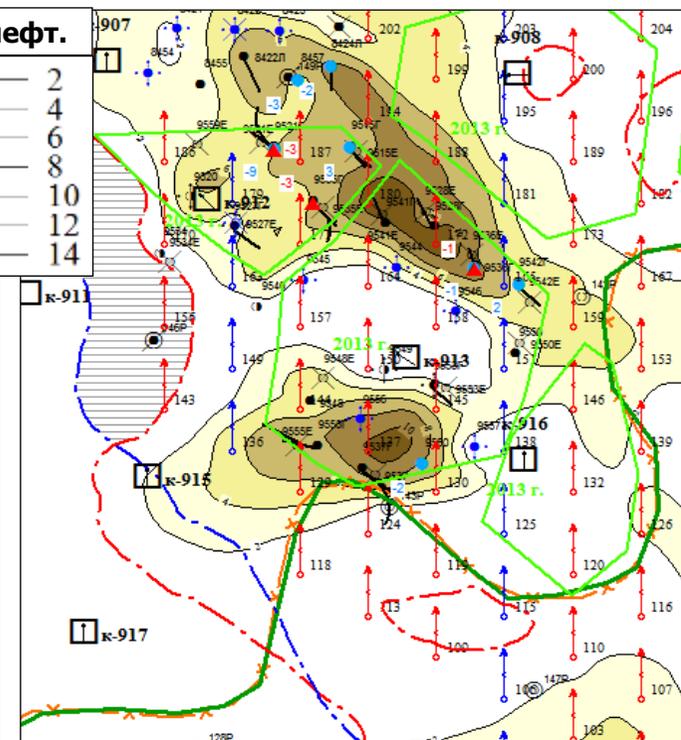
При этом, по отдельным участкам может наблюдаться значительное неподтверждение геологического строения

Техсхема разработки (до бурения)



Интегральный подход.
Анализ объекта разработки в целом

После бурения



Детализация геологии.
Расчет неопределенности.
Корректировка проектного фонда

Методы применяемые для минимизации рисков при бурении новых скважин.

№	МЕТОД	ПЛЮСЫ
1	Постоянно действующая модель; секторная модель участка	1. Детально проработан участок перед началом бурения
		2. Оперативно учитываются новые данные
		3. Всегда актуальные данные о текущих подвижных запасах
2	Стохастическое моделирование (в т.ч. метод Монте-Карло)	1. Изменчивость прогноза везде одинакова (реализация на удалении от скважины выглядит более реалистично, чем в детерминированных моделях).
		2. Показывает не только возможность, но и вероятность наступления события
		3. Есть возможность оценить степень влияния выбранных параметров на конечный результат (Торнадо-плот)
3	Вариативные модели	1. Представляют собой набор вероятностных моделей различных по типам и сложности
		2. Имеется возможность учета как параметрических, так и концептуальных неопределенностей

На стадии планирования альтернативные сценарии разработки индивидуально по участку залежи, на котором запроектирован новый фонд, не выполняется по причине существенного времени на проработку огромного объема данных.

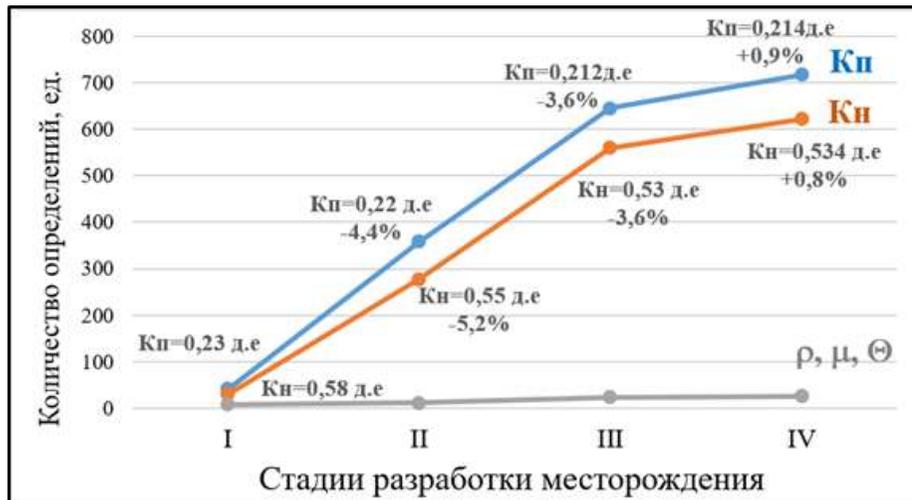
Обоснование параметров, максимально влияющих на подтверждение запасов нефти и продуктивность скважин

$$Q_H = S \cdot h \cdot K_H \cdot K_{\Pi} \cdot \theta \cdot \rho$$

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{R_c}}$$

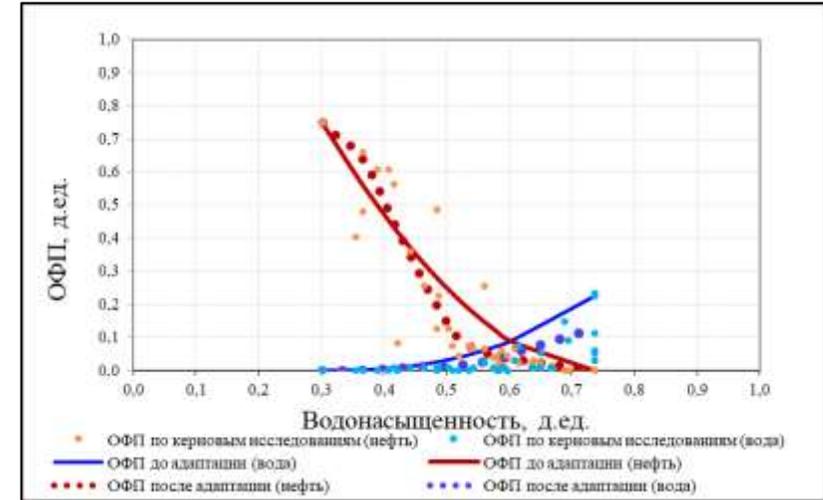
$$\eta = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}$$

Изменение изученности по параметрам $K_H, K_{\Pi}, \theta, \rho, \mu$ на разных стадиях разработки месторождений



На разрабатываемых месторождениях по таким параметрам, как $K_H, K_{\Pi}, \theta, \rho, \mu$ изученность довольно высокая

Адаптация фазовой проницаемости на историю разработки



На разрабатываемом месторождении продуктивность скважин, дебит жидкости и нефти можно оценить на геолого-гидродинамической модели

$\ln \frac{R_k}{R_c} = \text{const}$ (При условии оптимального выбора варианта разработки для месторождений, разбуриваемых по регулярным сеткам скважин)

S (площадь нефтеносности) - имеет значительное влияние на геологическую модель участка в том случае, если участок не оконтурен фактически пробуренными скважинами

Обоснование параметров, максимально влияющих на подтверждение запасов нефти и продуктивность скважин

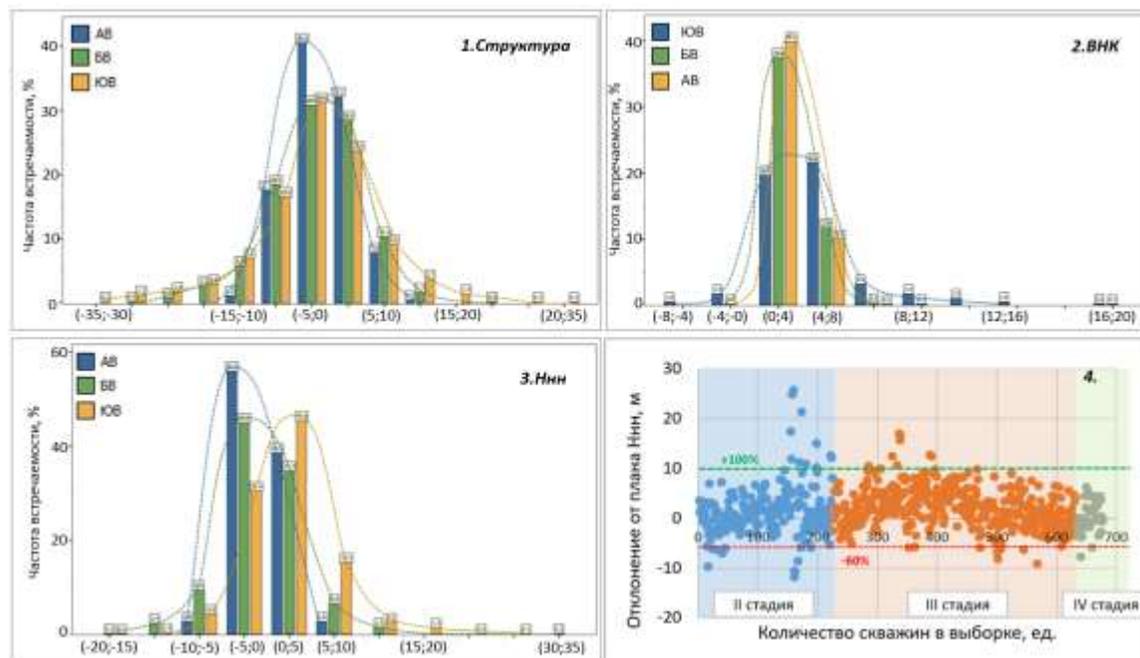
Для оценки влияния каждого подсчетного параметра на запасы нефти по участку применялась формула:

$$Q = const \cdot h \cdot K_H \cdot K_{\Pi}$$

Относительное отклонение параметра совпадает с относительным отклонением любого входного параметра при постоянстве других:

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{проект}} - Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{факт}}} = \frac{const \cdot K_H \cdot K_{\Pi} \cdot h_{\text{проект}} - const \cdot K_H \cdot K_{\Pi} \cdot h_{\text{факт}}}{const \cdot K_H \cdot K_{\Pi} \cdot h_{\text{факт}}} = \frac{h_{\text{проект}} - h_{\text{факт}}}{h_{\text{факт}}} = \delta h$$

Гистограммы распределения невязок прогнозных и фактических параметров по объектам группы АВ, БВ, ЮВ



Влияние ошибки фактора (толщины) на общую ошибку:

$$\text{влияние } h = \frac{|\delta h|}{|\delta h| + |\delta K_H| + |\delta K_{\Pi}|} \cdot 100\%$$

Влияние Ннн, Кн, Кп на оценку запасов нефти по стадиям разработки

Стадия разработки	Ннн	Кн	Кп
2	76,0	12,5	11,6
3	82,1	8,9	8,9
4	95,2	2,2	2,6

- 87% не подтверждения структуры лежит в диапазоне (-13;+8) м, из них по 61%, дельта +/-5 м
- 87% не подтверждения Ннн лежат в диапазоне (-5;+7) м, из них по 53% дельта +/-2 м

На разрабатываемых объектах риск не подтверждения геологического строения осваиваемого участка связан с геологическими параметрами, от которых зависят эффективные нефтенасыщенные толщины и площадь нефтеносности

Методика проектирования оптимальной схемы проектирования новых скважин на участке, не вовлеченном в разработку, с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта



Построение вариативных моделей

В данной работе применяются три основополагающих принципа:

1.

Вариативное моделирование выполняется на небольших по площади участках, на которых планируется размещение нового фонда

2.

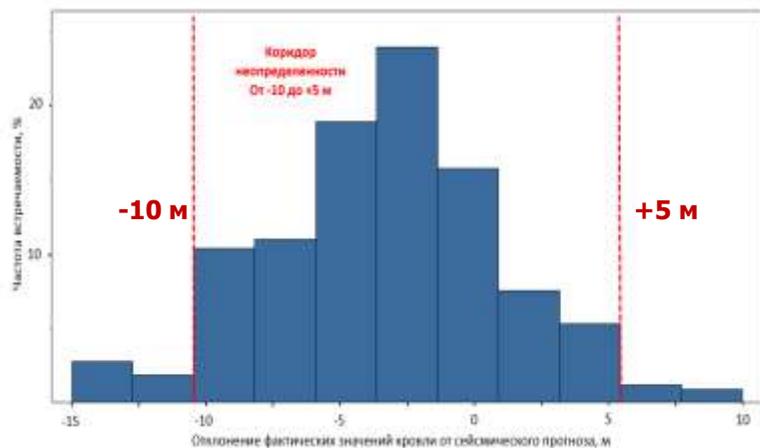
Вариативное моделирование осуществляется на 3D геолого-гидродинамической модели

3.

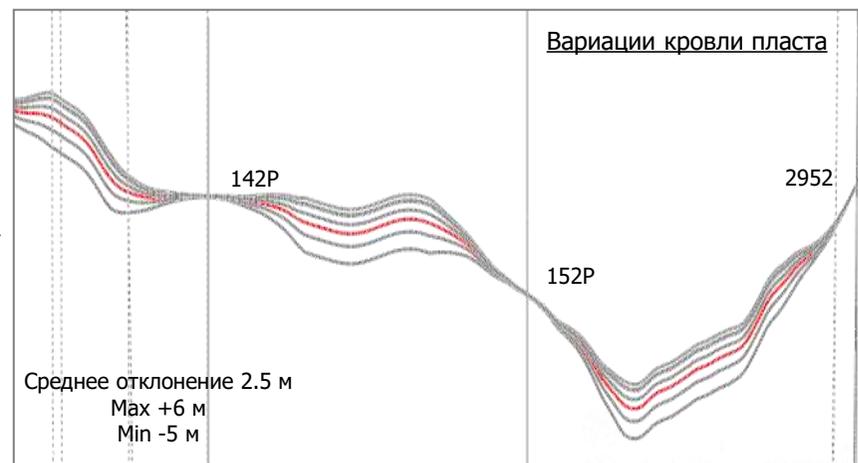
Оценка коридора неопределенности параметров осуществляется путем анализа их фактической изменчивости на уже освоенных участках залежи

Суть принципа заключается в переносе на не разбуренные зоны основных геологических характеристик, присущих разбуренному участку (особенности поведения структурного плана, особенностей фациального строения, ВНК и др.)

Расчет фактических отклонений кровли пласта от сейсмического прогноза, определение **коридора неопределенности**



Перенос распределения **погрешности** данных 3D сеймики **на неразбуренные участки**

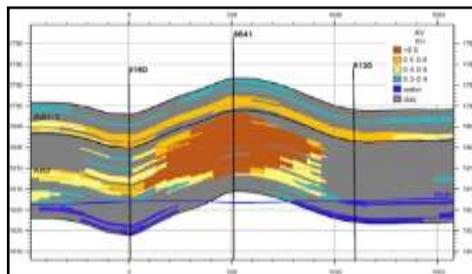


Виды неопределенностей

Концептуальная неопределенность

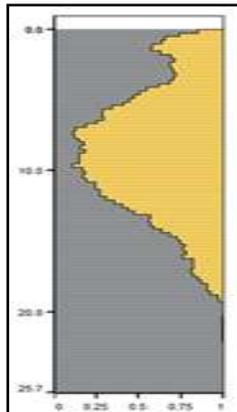
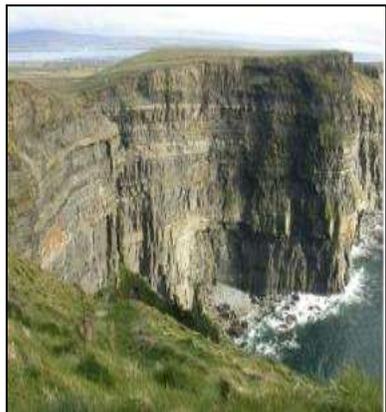
Пример 1

Наличие/отсутствие русловых отложений

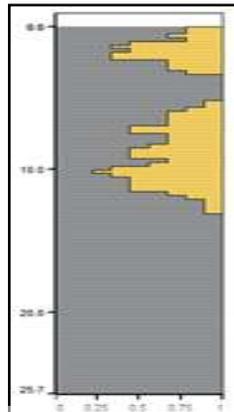


Пример 2

Развитие фаций баров/забаровых лагун



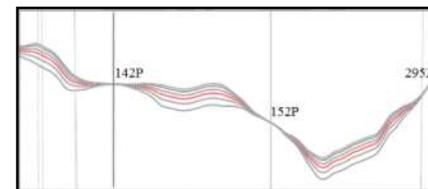
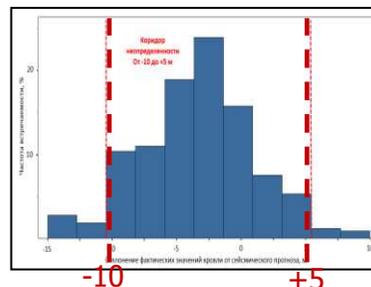
Бары



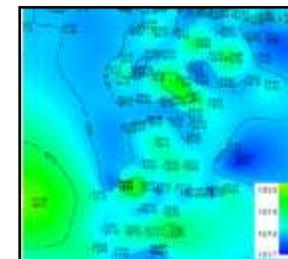
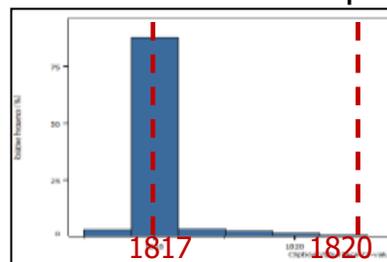
Забаровые лагуны

Параметрическая неопределенность

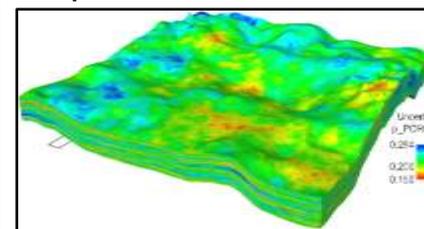
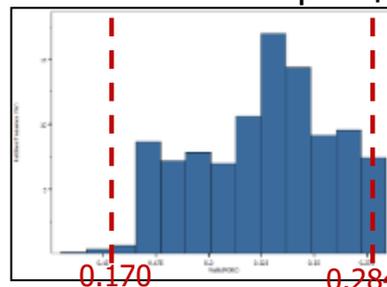
Вариации кровли относительно ОГ



Вариации ВНК



Вариации пористости



Стратегия разбуривания

Первой к бурению выбирается скважина с тем условием, что она позволит определиться с геологическим строением района

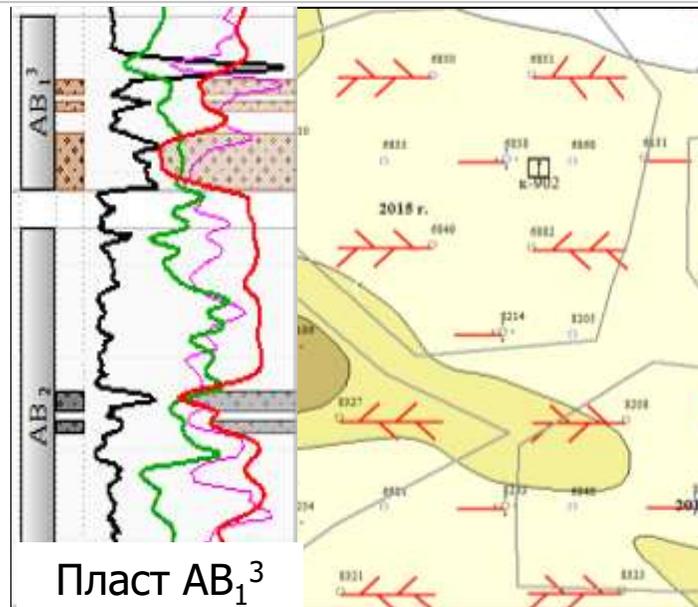
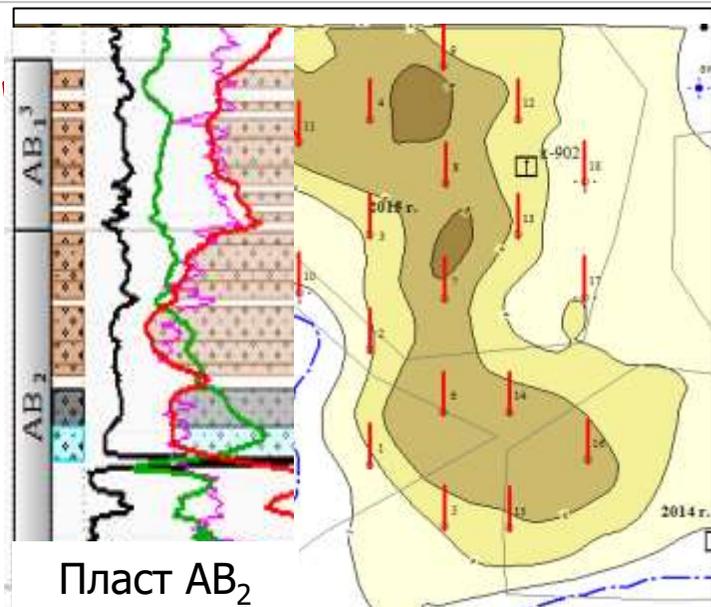
Сценарий 1:

при наличии локального поднятия на участке размещение проектного фонда скважин производится на пласт AB_2

Сценарий 2:

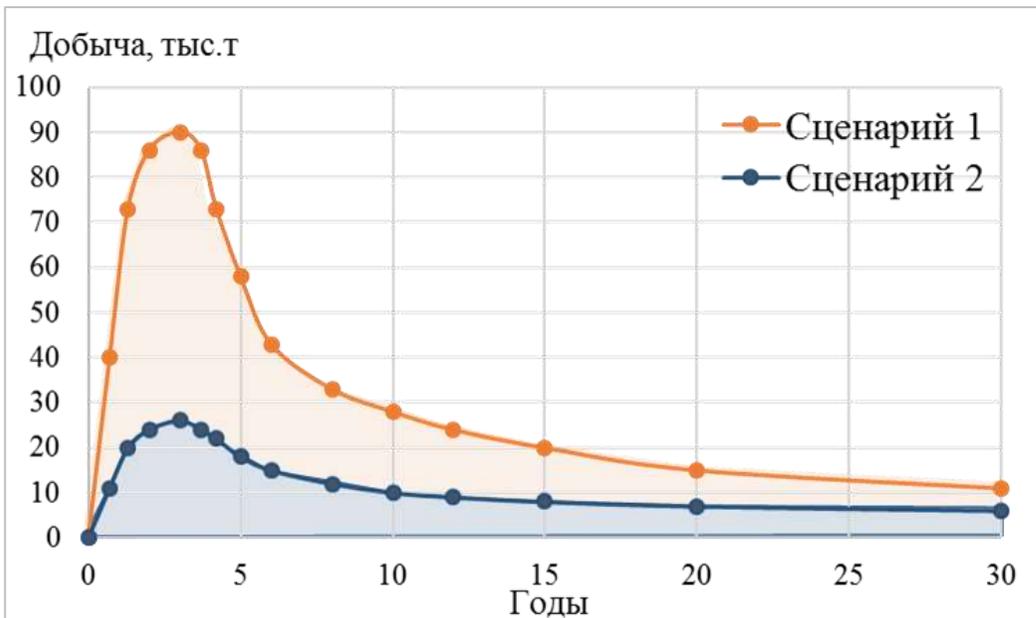
в случае локального понижения структуры размещение проектного фонда скважин производится на пласт AB_1^3

Эффективные нефтенасыщенные толщины



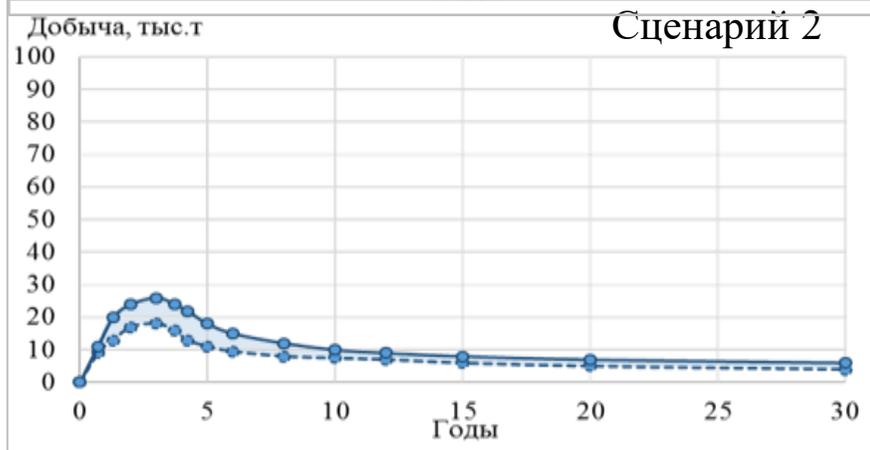
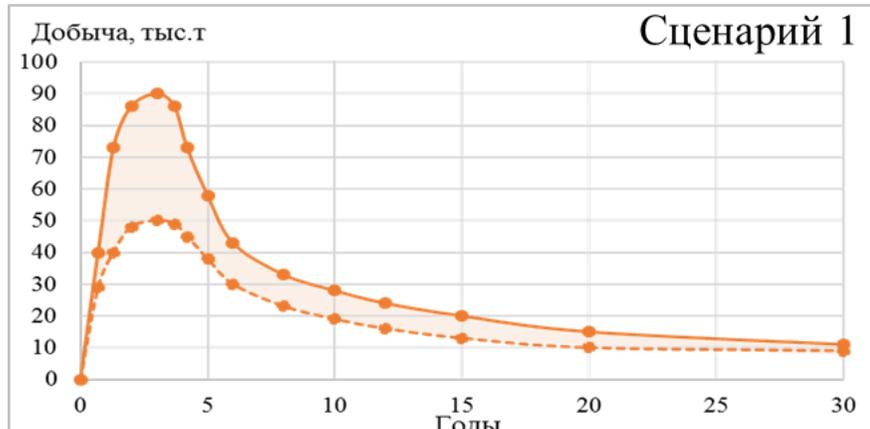
Оценка добычи по участку

Концептуальная неопределенность (выбор стратегии)



Выбранные варианты		Фонд скважин		Qнак нефти, тыс.т	Qнак нефти на скв., тыс.т
		доб.	наг.		
Стратегия 1	max	10	-	620	62
	min				
Стратегия 2	max	5	3	320	40
	min				

Параметрическая (неопределенность выбранного варианта)



Выбор оптимального варианта разработки



Реализация подхода

Освоено 8 участков (102 скв) ранее не введенных в эксплуатацию, доп. добыча - 1,7 млн т нефти

Пласт	Куст	Вид неопределенности	Изменение параметров в 3D модели
АВ1-2	908, 912, 913	Концептуальная и параметрическая	Структурный каркас, уровень ВНК, объем коллектора, средняя пористость пласта
ЮВ1/1	10	Концептуальная и параметрическая	Объем коллектора на основе фациального районирования, структурный каркас
БВ7	24, 25, 26	Параметрическая	Вероятность встречи коллектора, средняя пористость пласта
БВ7-1	17, 593	Параметрическая	Структурный каркас, уровень ВНК, фильтрационно-емкостные характеристики, нефтенасыщенность

Пласт	КП	Год ввода КП	Количество пробуренных скважин	Средний входной дебит нефти, т/сут	Средний входной дебит жидкости, т/сут	Средняя входная обводненность, т/сут	Накопленная добыча нефти (на 01.12.2020), тыс.т
АВ1-2	913	2014	16 (ННС-9, ГС-5, МЗС-2)	55,9	73,3	23,7	523,1
АВ1-2	908	2014	8 (ННС -1, ГС-2, МЗС-5)	49,2	75	35	250,6
АВ1-2	912	2015	9 (ННС-4, ГС-2, МЗС-3)	48,2	71,9	32,9	296,3
ЮВ1/1	10	2015	17 (ННС-16, ГС-1)	22,8	39,6	42,5	295,3
БВ7	24	2018	14 (ННС-7, ГС-7)	15,8	62,4	70,2	99,8
БВ7	25	2018	19 (ННС-7, ГС-12)	19,6	45,9	57,3	115,4
БВ7-1	17	2019	6 (ГС-2, ННС-4)	21,1	56,4	62,6	47,7
БВ7-1	593	2019	13 (ННС-6, ГС-6, МЗС-1)	18,6	73,7	74,8	112,4
4 пласта	8 КП		102 (ННС-54, ГС-37, МЗС-11)	31,4	62,3	49,9	1 740,6

Выводы

1. На поздней стадии разработки нефтяного пласта неоднородность геологического строения не вовлечённых в разработку участков эксплуатационного объекта определяется параметрами связанными с эффективными нефтенасыщенными толщами.

2. Обоснование схемы размещения новых скважин на участке, не вовлеченном в разработку, с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта, позволяет повысить эффективность эксплуатационного бурения, и как следствие, КИН объекта разработки.

3. Учет рисков ввода новых скважин в проектно-технологическом документе (ПТД), позволит сократить количество выполняемых ПТД и как следствие повысит качество работ и экспертиз оставшихся работ.



Всегда в движении!

