

**Исследование процессов
разработки трудноизвлекаемых
запасов.**

Классификация ТИЗ

1. Водонефтяные и подгазовые зоны.
2. Неоднородные коллектора.
3. Низкопроницаемые коллектора.
4. Месторождения высоковязкой нефти.
5. Глубокозалегающие пласты с аномально высоким пластовым давлением и др.

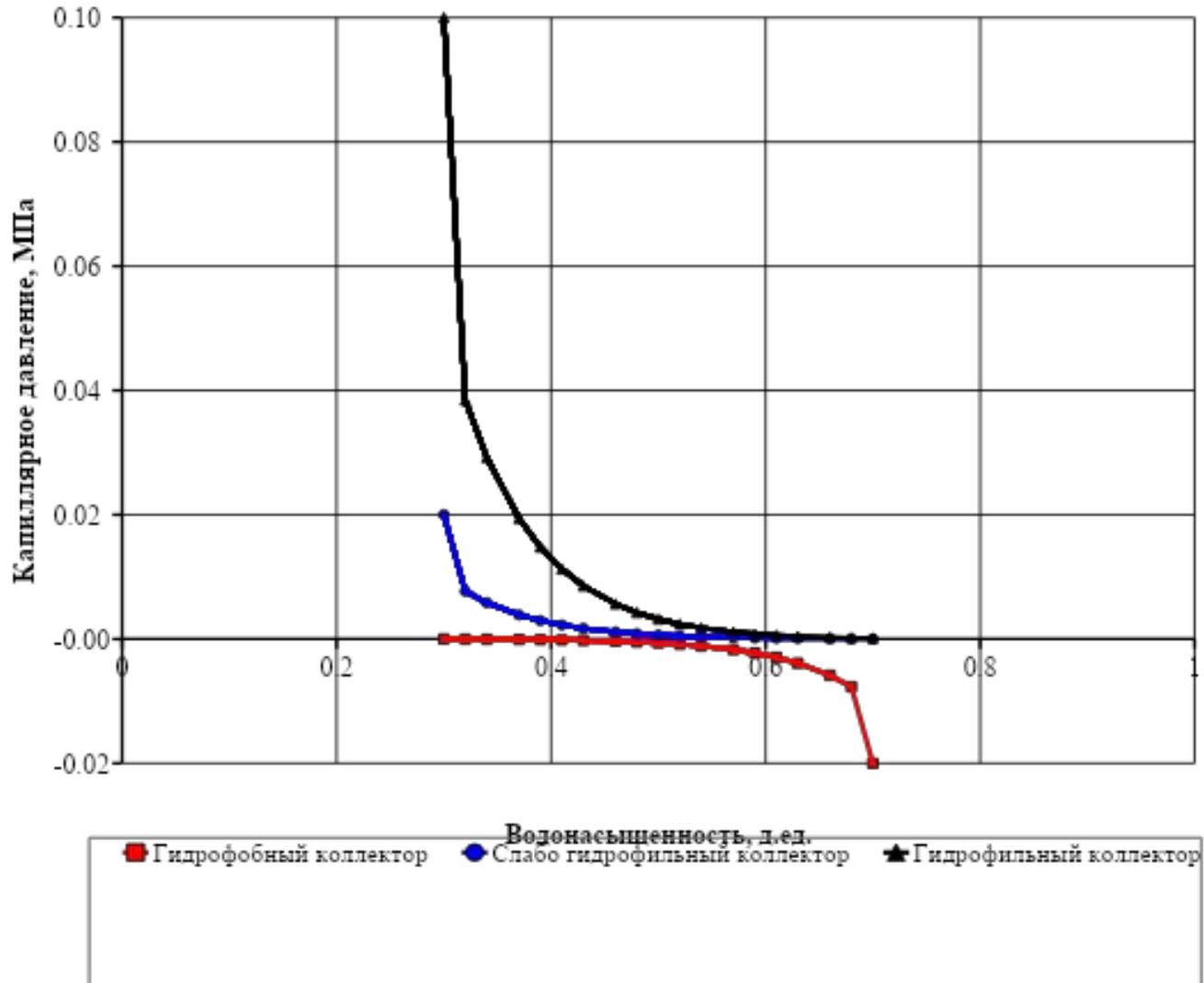
**Особенности разработки
пластов
с активной законтурной водой
(Особенности разработки
водонефтяных зон)**

Водонефтяные зоны

Между газо-, нефте- и водонасыщенными частями пласта образуются не четкие границы, а так называемые переходные зоны.

В пределах переходной зоны (вода-нефть) содержание нефти возрастает снизу вверх от нуля до предельного насыщения.

Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности исследованных вариантов



Капиллярно-гравитационное равновесие до разработки

$$p_i - p_j = p_k^{ij}(s) = \frac{2\sigma_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}}{r}$$

где p_k - капиллярное давление,

σ - величина межфазного поверхностного натяжения;

θ - угол смачивания;

r - радиус капилляра.

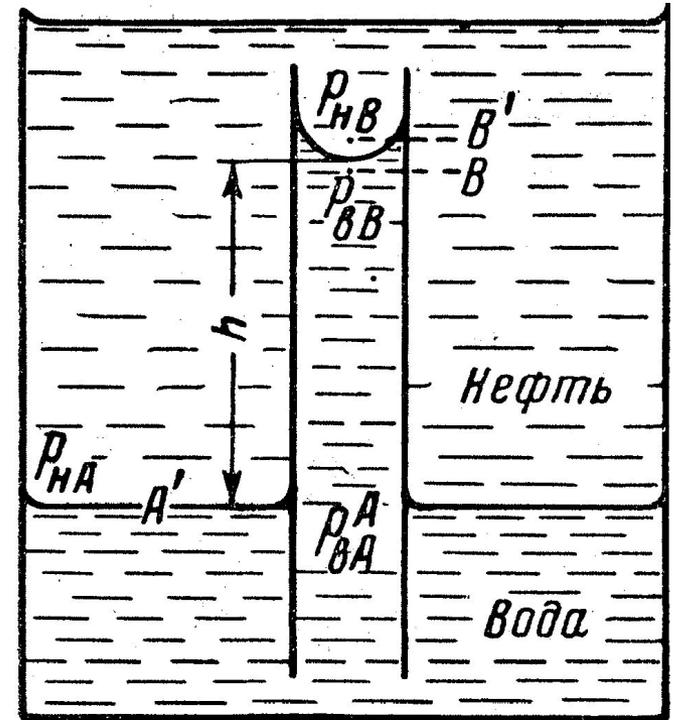
i -я фаза - нефть

j -я фаза - вода.

$$p_{нв} = p_{на} - \rho_n gh$$

$$p_{вв} = p_{ва} - \rho_v gh$$

$$p_{нв} - p_{вв} = (\rho_v - \rho_n)gh = p_c$$



На свободной поверхности ВНК $p_k = 0$ и давления в нефтяной и водной фазах равны (точка А) (гидрофильный пласт).

Разработка водонефтяных зон

При разработке пластов с активной подошвенной водой следует учитывать возможное образование водяных конусов. Это приводит к высоким значениям обводненности продукции и низкому коэффициенту охвата. Поэтому при принятии решений по системе разработки учитываются следующие позиции:

- Забойное давление должно быть таким, чтобы обеспечить длительный безводный период, т.е. достаточно высоким.
- Неполная степень вскрытия продуктивного пласта (вскрывается прикровельная часть пласта).

Поэтому рекомендуется использовать горизонтальные скважины в прикровельной части пласта. Количественные рекомендации выдаются при численных исследованиях.

Пример разработки
месторождения с активными
законтурными водами при
заводнении

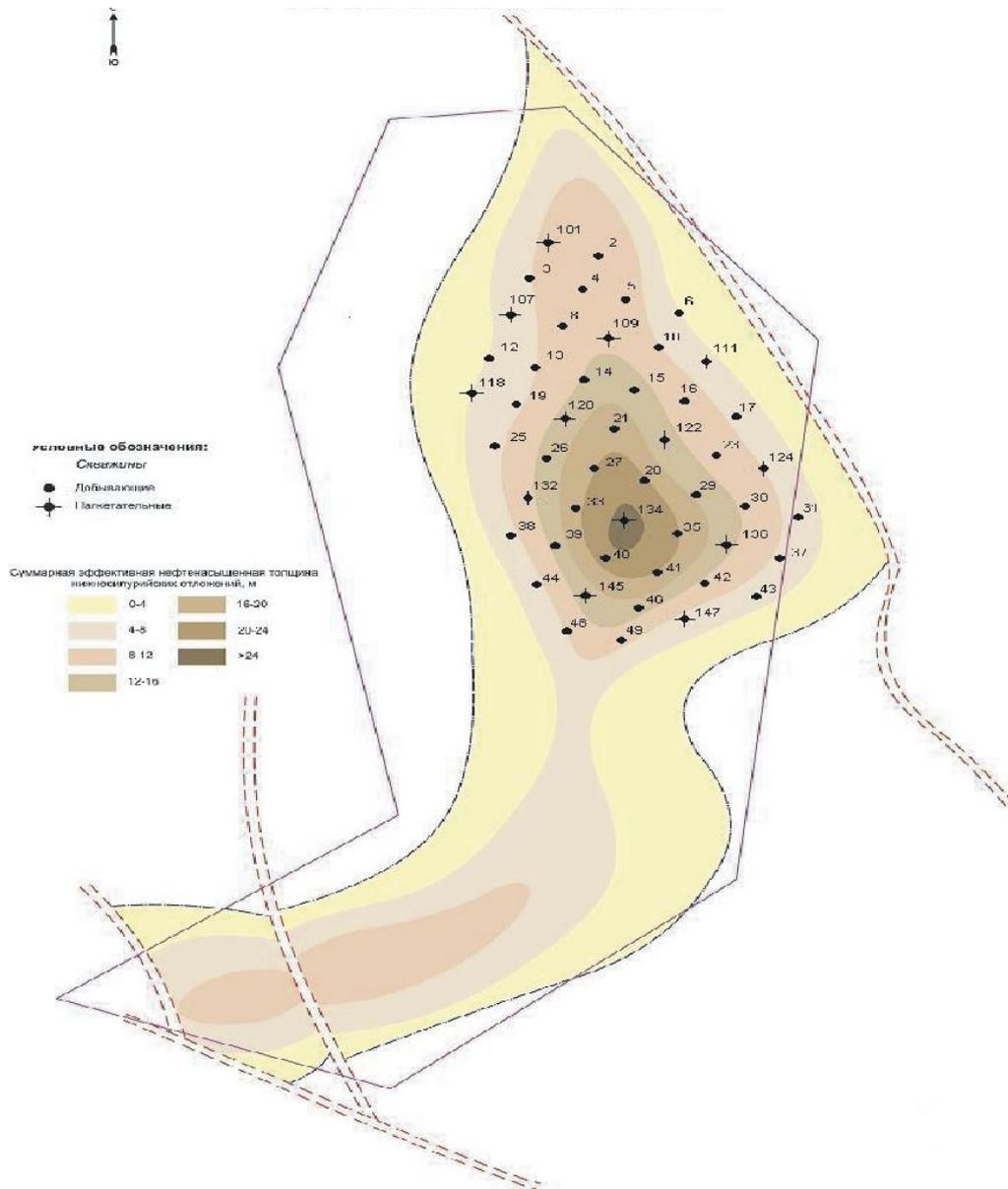
Основные геолого-физические характеристики Восточно-Рогозинского месторождения

Тип залежи		Массивная, тектонически и литологически экранированная
Тип коллектора		Карбонатный
Размеры залежи	Длина, км	16
	Ширина, км	4,3
	Высота, м	80
Параметр		Значение
Абс. отметка кровли пласта в своде, м		-3390
Принятое положение ВНК (абс. отм.), м		-3470
Площадь нефтеносности, км ²		56,7
Средняя эффективная толщина, м		14,28
Средняя нефтенасыщенная толщина, м		11,65
Средний коэффициент пористости, доли ед.		0,092
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.		0,89
Диапазон изменения проницаемости, мкм ²		0,029÷1,000
Коэффициент расчлененности		5,9
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,3

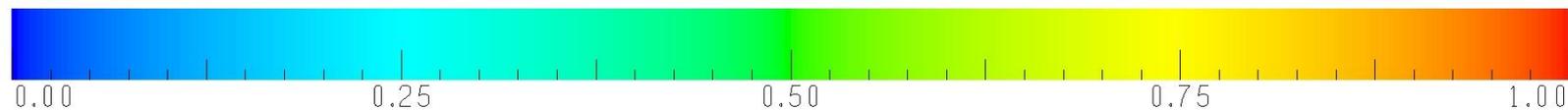
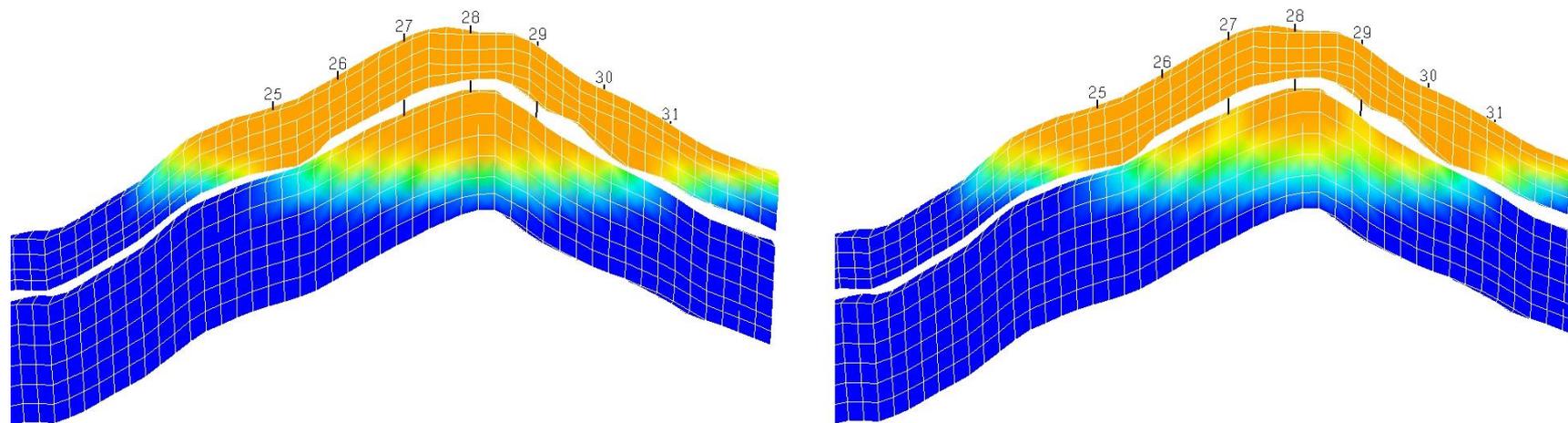
Основные геолого-физические характеристики Восточно-Рогозинского месторождения

Пластовая температура, °С	87
Нач. пластовое давление, МПа	38
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · сек	0,93
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	724
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	841
Объемный коэффициент нефти	1,33
Давление насыщения пластовой нефти газом, МПа	16,3
Газосодержание, м ³ /т	134
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · сек	0,57
Плотность воды, кг/м ³	1100
Плотность газа, кг/м ³	0,917
Начальные балансовые запасы нефти (кат. С ₁), утвержденные ЦКР МПР, тыс. т	18447

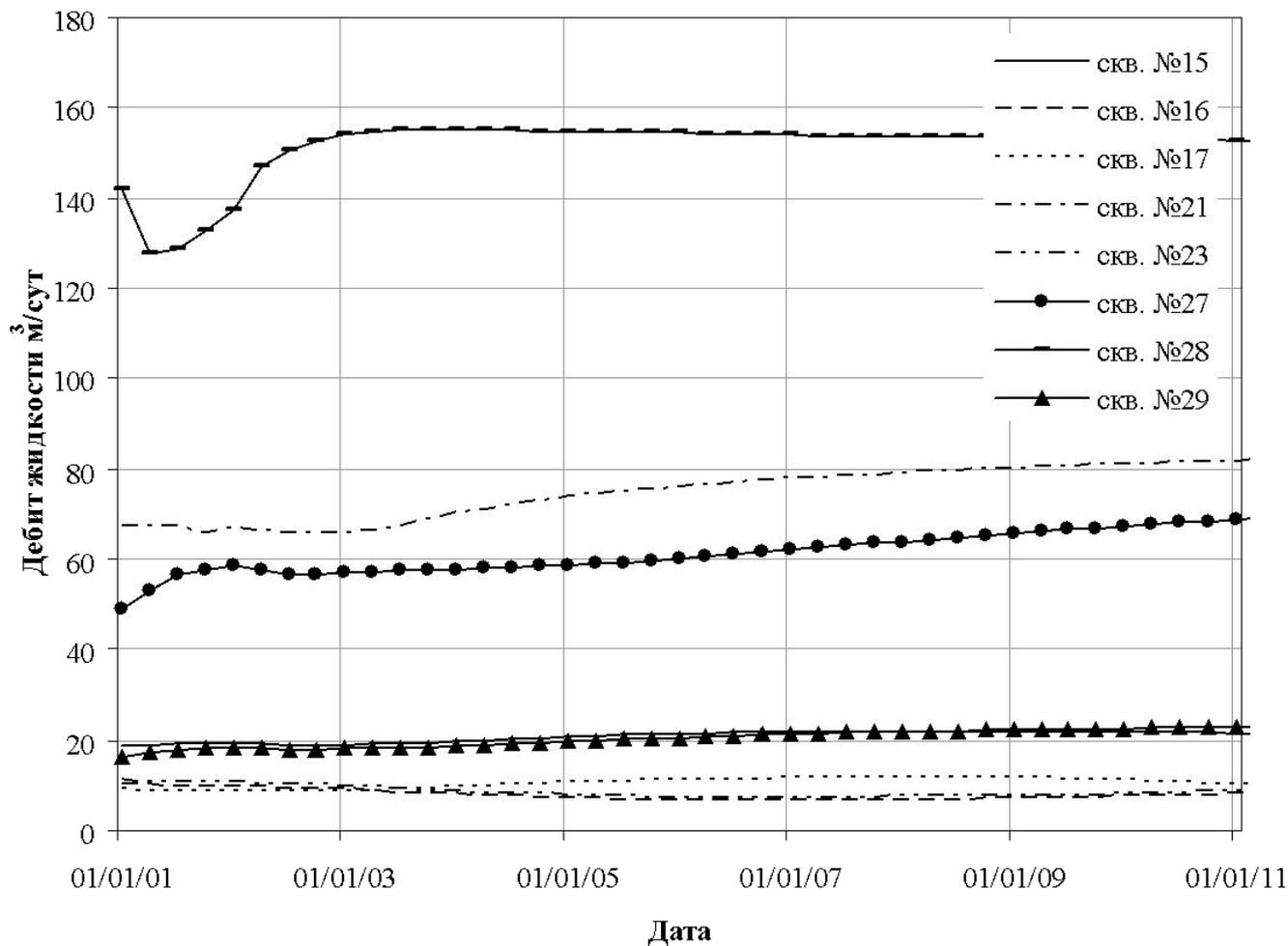
Схема размещения проектных скважин Восточно-Рогозинского месторождения



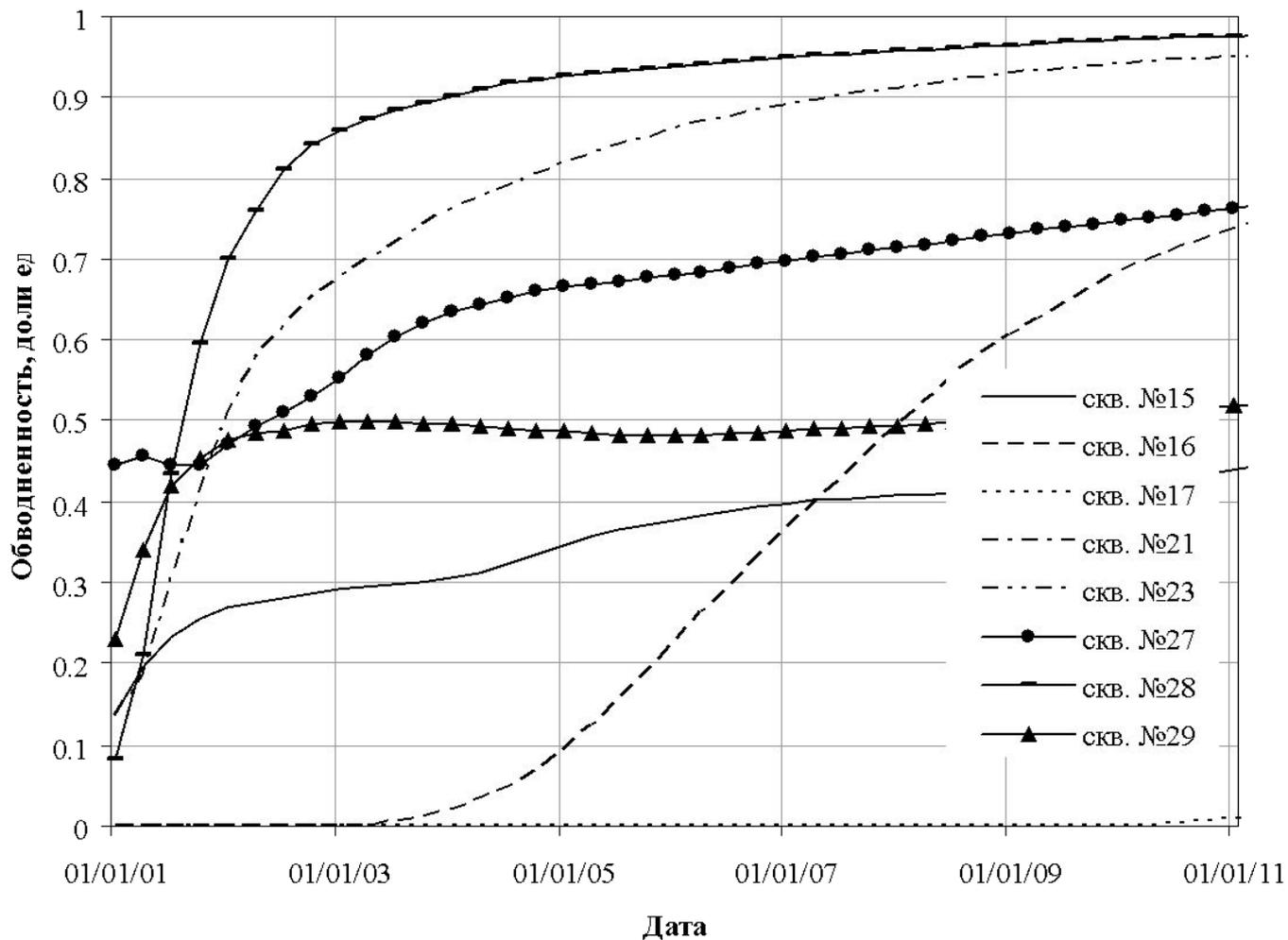
Изменение поля насыщенности в ряде проектных скважин Восточно-Рогозинского месторождения



Проектная динамика дебитов по жидкости скважин рассматриваемого фрагмента Восточно-Рогозинского месторождения



Проектная динамика обводненности скважин рассматриваемого фрагмента Восточно-Рогозинского месторождения



Моделирование пластов с водонефтяными зонами.

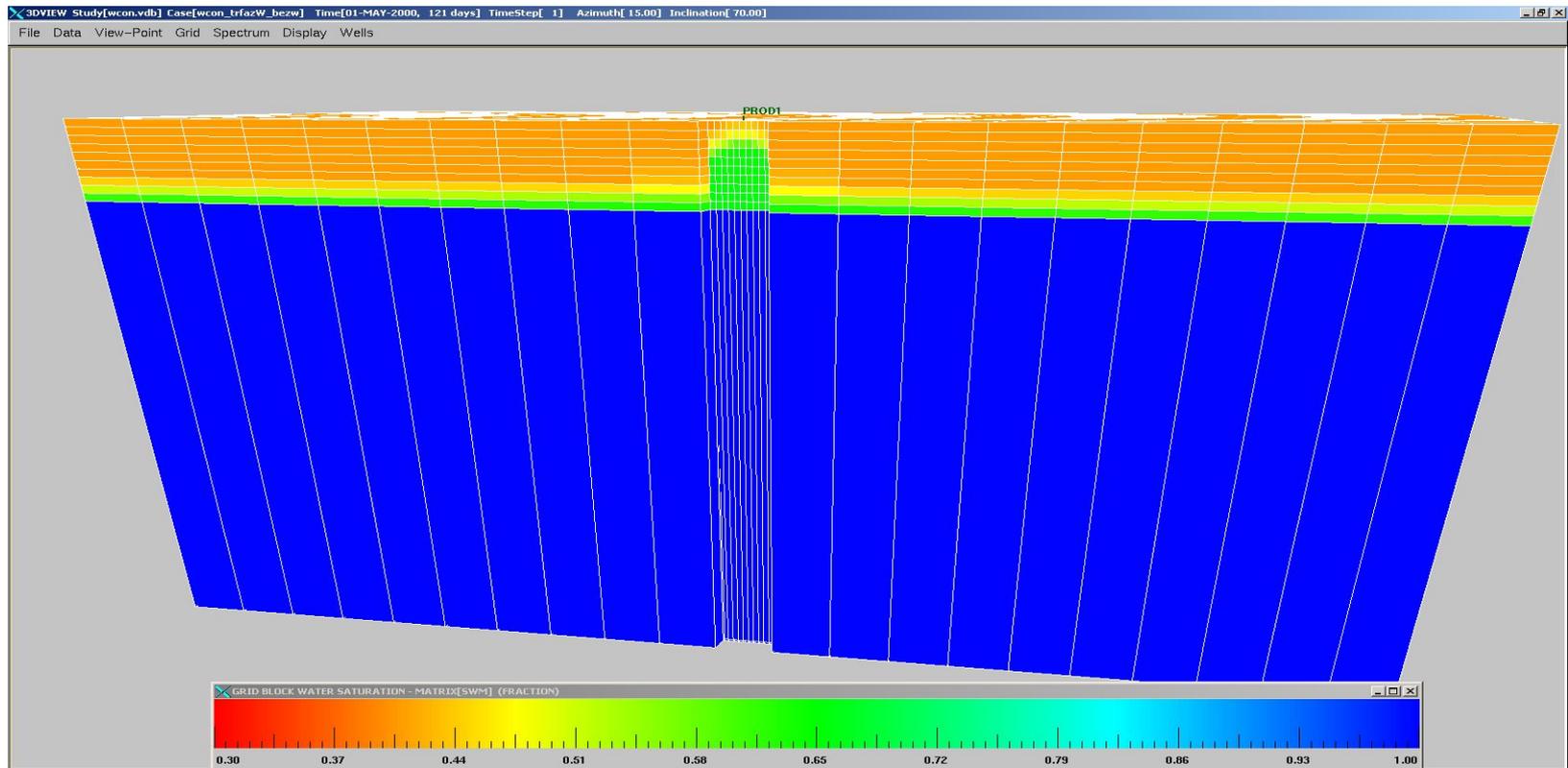
Для математического эксперимента водоносная область моделируется:

- 1. заданием области питания (притока).
- 2. расширением сеточной области.

Расширение сеточной области

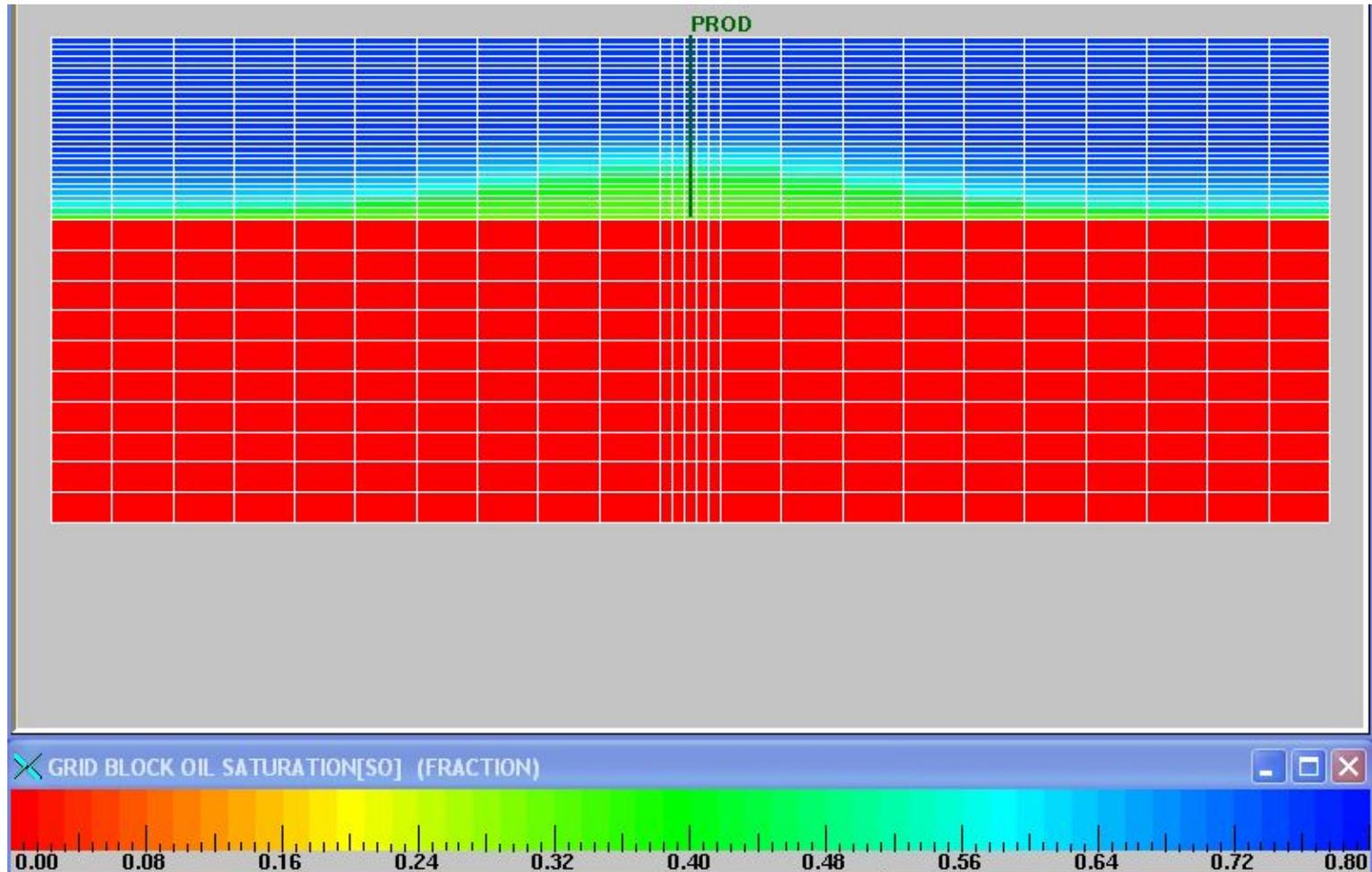
При моделировании на секторных моделях предпочтительнее использовать второй метод, в котором взаимосвязь между продуктивным пластом и водоносной зоной принимается автоматически. Второй метод может потребовать значительно больше оперативной памяти и вычислений. Возможно сокращение количества ячеек при адекватном увеличении их пористости

Распределение водонасыщенности (через 120 суток с начала разработки)



***Исследование процессов разработки
водонефтяных зон в неоднородном
пласте при упруго-водапорном режиме***

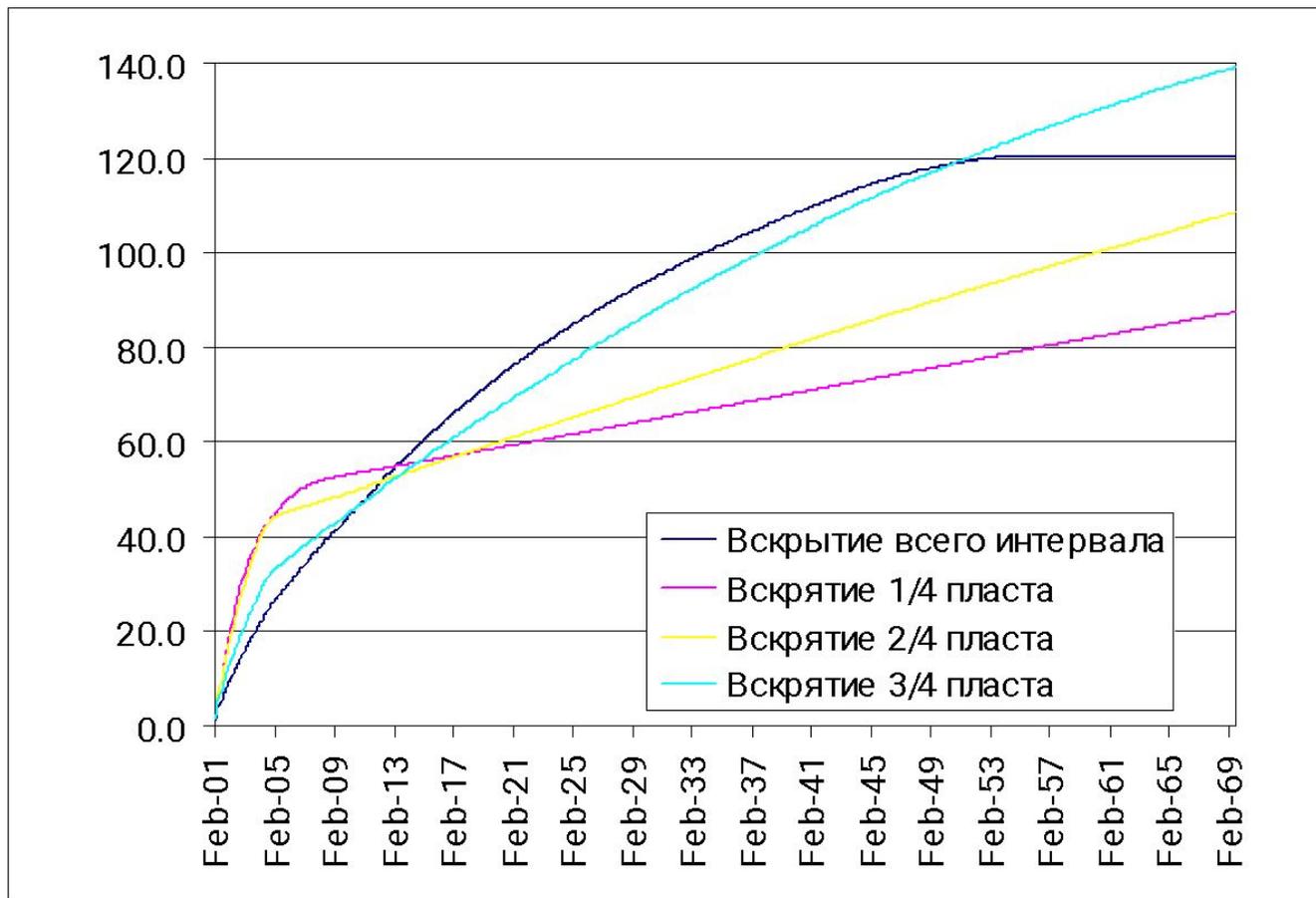
Нефтенасыщенность через 3,5 года



Секторная модель

- Секторная модель представлена элементом симметрии площадью 420×420 м, с одной вертикальной добывающей скважиной. Модель состоит из 3 гидродинамически связанных пластов: 1 - проницаемость 50 мД, 2 - 200 мД (раздел 1.3.3.), 3 - 200 мД. Первые два пласта нефтенасыщенные, 3 - водонасыщенный (рисунок 2.17) . Толщины пластов: 1 - 15 м, 2 - 15 м, 3 - 50 м. Пористости пластов: 1,2 - 0.2, 3 - 0.5.
- Каждый пласт представлен набор слоев: 1,2 пласты - 15 слоев по 1 м в каждом, 3 - 10 слоев по 5 метров. Размерность секторной модели по координатам X и Y аналогична описанной в пункте 1.3.3.

Влияние степени вскрытия пласта на эффективность разработки



удельная (на одну скважину) накопленная добыча нефти, тыс.м3

**Системы горизонтальных
скважин при разработке
водонефтяных и подгазовых
зон**

Разработка подгазовых зон – нефтяных оторочек (упруго-газонапорный режим)

- При разработке нефтяных оторочек реализуется процесс дренирования - рост газонасыщенности оторочки (S_g); $P_{пл0} = P_{нас}$.
- При разработке возможно образование газовых конусов вследствие прорыва газа из газовой шапки. Уменьшается коэффициент охвата пласта процессом дренирования. Это происходит при определенных условиях по степени вскрытия оторочки и режимов работы скважин.
- $P_{заб}$ ограничено величиной $P_{заб} \geq 0.8P_{нас}$.
- В карбонатных коллекторах возможен прорыв газа из газовой шапки по трещинам, что приводит к уменьшению коэффициента охвата и истощению газовой шапки. Поэтому один из основных природных параметров – анизотропия по Z.

Совокупность факторов, влияющих на нефтеизвлечение при упруго-водонапорном и упруго-газонапорном режиме.

- X_1 – степень вскрытия пласта, м (от кровли для оторочек и то подошвы для ВНЗ).
- X_2 – забойное давление (от близких к давлению насыщения до $P_{\text{заб мин}} = 0.8P_{\text{нас}}$ для оторочек; аналогично при ВНЗ)
- X_3 – анизотропия пласта по оси Z. Например, $X_3 = 0.5, 1, 0.25, 0.1$

Планирование численных

исследований

Пример расчетного классификатора для упруго-газонапорного режима (скважина вертикальная, $P_{нас}=20$ МПа).

$X_1, \text{ м.}$																													
1			2			3			4			5																	
$X_2, \text{ МПа.}$																													
19	18	17	19	18	17	19	18	17	19	18	17	19	18	17															
$X_3, k_z/k_x$																													
η_{111}	η_{112}	η_{121}	η_{122}	η_{131}	η_{132}	η_{211}	η_{212}	η_{221}	η_{222}	η_{231}	η_{232}	η_{311}	η_{312}	η_{321}	η_{322}	η_{331}	η_{332}	η_{411}	η_{412}	η_{421}	η_{422}	η_{431}	η_{432}	η_{511}	η_{512}	η_{521}	η_{522}	η_{531}	η_{532}

В результате расчетов для каждой комбинации факторов рассчитываются накопленная добыча нефти и газовый фактор.