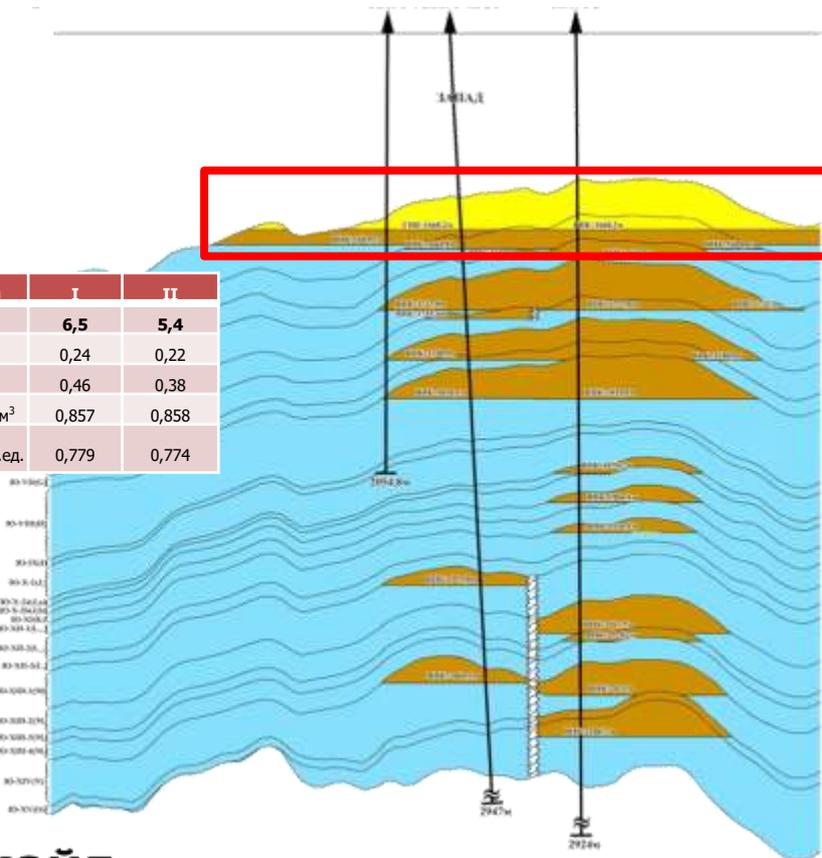


Обоснование интеллектуального заканчивания горизонтальной скважины для освоения запасов тонкой нефтяной оторочки

Разработка нефтяных оторочек

Параметры	I	II
Нэфф, м	6,5	5,4
Кп, д.ед.	0,24	0,22
Кн, д.ед.	0,46	0,38
Плотность, г/см ³	0,857	0,858
К пер (1/Bo), д.ед.	0,779	0,774



Риски

Неравномерные профили притока

Прорывы газа из газовой шапки

Эрозионные процессы в трубах, сокращение срока их службы

Подтягивание подошвенной воды

Низкий коэффициент нефтеотдачи



Инструменты

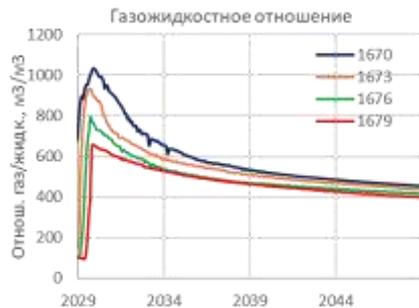
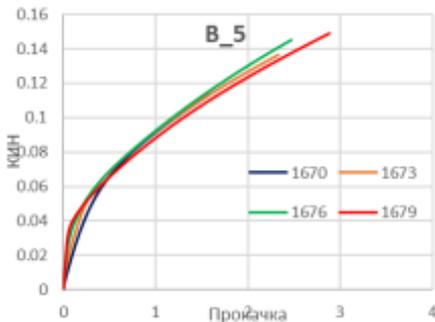
- Разработка системой горизонтальных скважин
- Размещение стволов скважин в нижней части оторочки
- Обоснование оптимальных режимов работы скважин
- Применение инновационных технологий нижнего заканчивания скважин
- **Создание прогностических моделей месторождений с моделированием активных устройств контроля притока на скважинах**

Размещение стволов в разрезе и рекомендуемые ограничения



Размещение стволов скважин в нижней части оторочки для предотвращения защемления нефти при существенном смещении ГНК:

Для обоснования размещения стволов по разрезу залежи было посчитано 4 варианта размещения типовой скважины пласта В: на отметках 1670 м (наиболее близкое расположение к ГНК), 1673 м, 1676 м, 1679 м (наиболее близкое расположение к ВНК)



Согласно результатам расчетов на базовой ГДМ, наиболее **оптимальным размещением стволов по разрезу залежи является отход от ГНК на 3/4 высоты оторочки**. Данный подход фактически реализован на рассмотренных месторождениях-аналогах региона.



Обоснование оптимальных режимов работы скважин:

При разработке нефтяной оторочки в объектах I и II существует риск прорыва подошвенной воды к скважинам. Поэтому важной задачей для определения технологических показателей разработки является расчет критического дебита образования конусов воды и газа. Для оценки дебитов использованы методы **Chaperon (1), Giger and Karcher (2)**.

$$q_0 = 4.888 \times 10^{-4} \frac{L}{\gamma_e} \Delta \rho \frac{(k_h h^2)}{\mu_o B_o} F \quad (1)$$

$$\text{for } 1 \leq \alpha'' < 70 \text{ and } 2\gamma_e < 4L$$

$$q_0 = 4.888 \times 10^{-4} \left[\frac{k_h}{\mu_o B_o} \right] \left[\frac{\Delta \rho h^2}{2\gamma_e} \right] \left[1 - (1/6) \left(\frac{h}{2\gamma_e} \right)^2 \right] L \quad (2)$$

При нефтенасыщенной толщине пласта 10 м, длине ГС 1500 м, вязкости нефти 0.927 мПа*с, объемном коэффициенте 1,284, проницаемости пласта 327,3 мД критический дебит составляет порядка **670-700 т/сут**, что соответствует максимальной депрессии на пласт **5-6 атм**.

Инновационные технологии нижнего заканчивания скважин

 - Применение инновационных технологий нижнего заканчивания скважин;

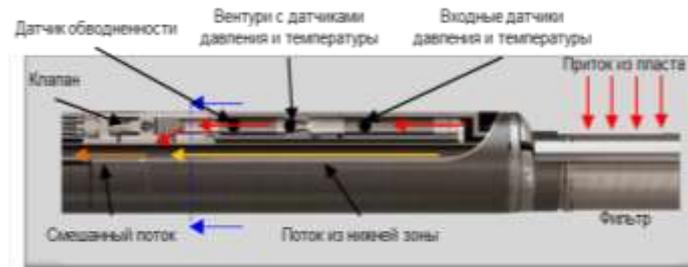
Нижнее заканчивание

- 17. Пакер и подвеска хвостовика
- 18. Набухающий пакер
- 19. Электрический многопозиционный клапан контроля притока (по зонам)
- 20. Мандрель датчика давления и температуры (трубки/затруб)
- 21. Башмак
- 22. Надувной пакер
- 23. Пакер извлекаемый (внутри хвостовика)



Забойные станции включают в свой состав трубку Вентури, датчик электрической емкости, датчики давления и температуры, а также бесступенчатый клапан-регулятор потока.

- Давление **до** трубки Вентури – P_1 ;
- Температура **до** трубки Вентури – T_1 ;
- Давление **после** трубки Вентури – P_2 ;
- Температура **после** трубки Вентури – T_2 ;
- Электрическая емкость смеси – C_m .

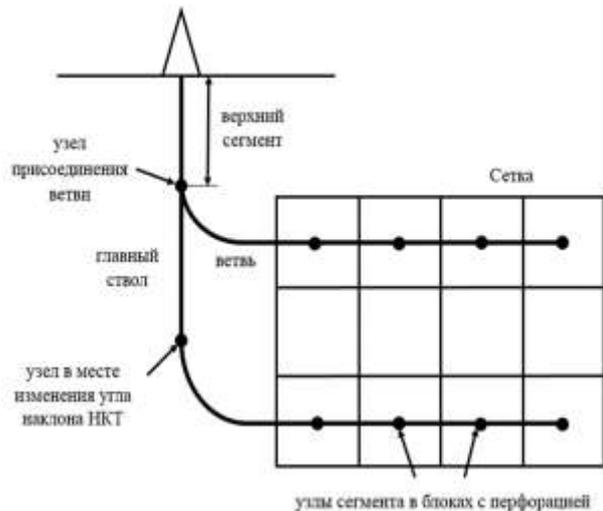


Моделирование интеллектуальных скважин

- Применение инновационных технологий нижнего заканчивания скважин;
- Создание прогностических моделей месторождений с моделированием активных устройств контроля притока на скважинах для обеспечения динамической оптимизации зональных характеристик стволов с целью улучшения общего управления резервуаром.

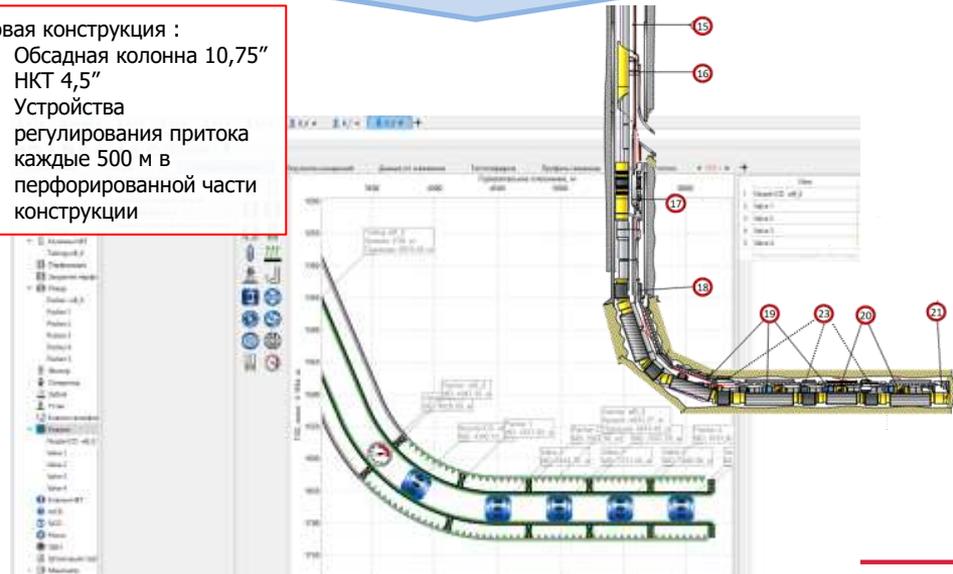
С целью решения проблем прорыва газа и воды на месторождении в гидродинамической модели реализован вариант нижнего заканчивания скважин с устройствами активного регулирования притока:

На объектах I и II смоделированы мультисегментные скважины



Реализация конструкции в модуле «Дизайнер Скважин» ПК tNavigator

- Типовая конструкция :
- Обсадная колонна 10,75"
 - НКТ 4,5"
 - Устройства регулирования притока каждые 500 м в перфорированной части конструкции

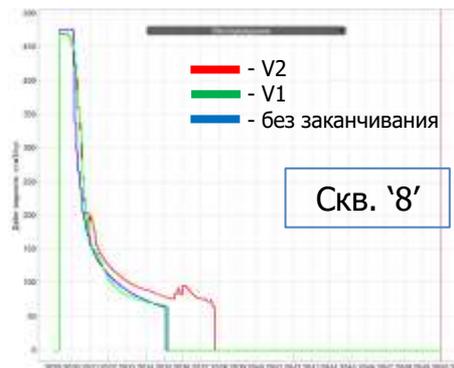


Управление сегментами скважин

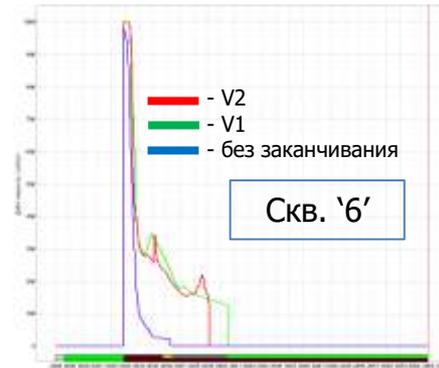
Реализовано **2 варианта управления субкритическими клапанами** регулирования притока:

Вариант управления	Var 1	Var 2
Шаг размещения клапанов управления, м	≈500	≈500
Тип конструкции системы управления	Manara	ODIN
Кол-во позиций клапанов управления	18	8
Мах площадь поперечного сечения для потока, см ²	6.32	48.9
Min площадь поперечного сечения для потока, см ²	0.001	0.001
Условие закрытия клапана управления по газовому фактору (SGOR) на 1 поз.	SGOR потока через клапан > 1000 м3/м3	Поиск "худшего" клапана по комплексному параметру - наибольший SGOR, наибольший SWCT
Условие закрытия клапана управления по обводненности (SWCT) на 1 поз.	SWCT потока через клапан > 0.5 д.ед.	
Условие открытия клапана на 1 поз.	SGOR потока через клапан < WGOR по скважине + SWCT потока через клапан < WWCT по скважине	Поиск "лучшего" клапана по комплексному параметру - наибольший SGOR, наибольший SWCT
Дополнительные условия управления	При достижении min критического давления, клапан открывается на 1 позицию	
	При достижении max пропускных возможностей устройств, клапан закрывается на 1 позицию	

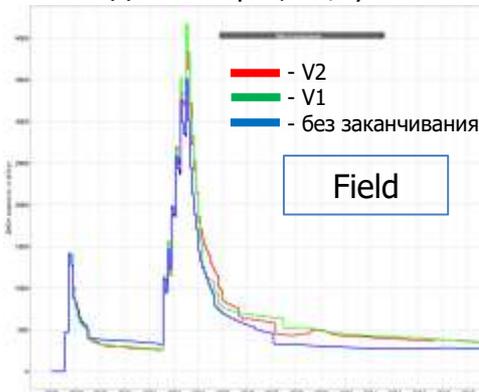
Расчет технологических показателей с различными вариантами управления:



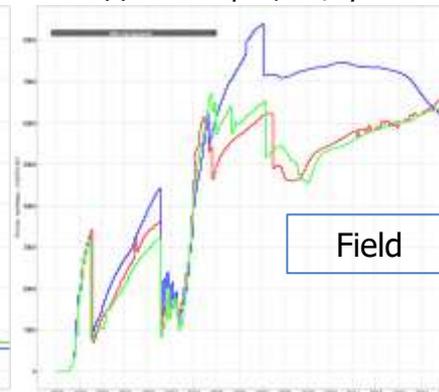
Дебит нефти, м3/сут



Дебит нефти, м3/сут



Дебит нефти, м3/сут



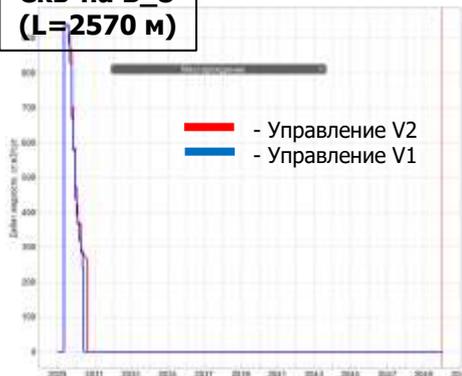
Газ. фактор, м3/м3

Управление ограничениями на скважинах

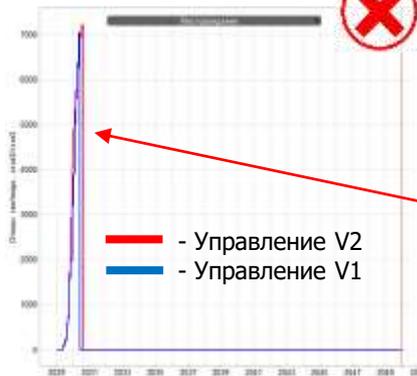
Особенности геологического строения привели к необходимости поскважинного обоснования ограничений на выбытие скважин по газовому фактору (WECON: WGOR) и максимальным уровням добычи нефти (жидкости) и газа (WORAT, WLRAT, WGRAT) для предотвращения преждевременного прорыва газа к скважинам с учетом ограничений системы подготовки пластовой продукции.

Скв-на В_8
(L=2570 м)

Итерация 1: WGOR=7000 м³/м³; WLRAT=1000 м³/сут



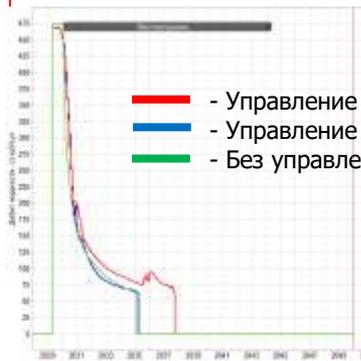
Дебит нефти, м³/сут



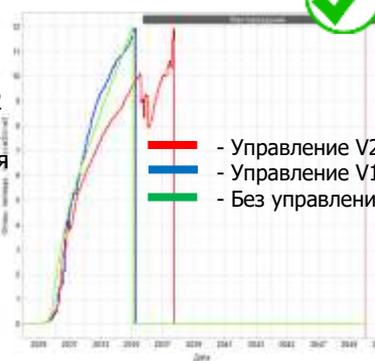
Газовый фактор, м³/м³

Итерация 2: WGOR=12000 м³/м³; WLRAT=500 м³/сут; WGAS=800 тыс. м³/сут

Искусственное «форсирование» добычи газа для достижения заданного уровня добычи жидкости -> скважина быстро выбывает из-за достижения предельного значения WGOR



Дебит нефти, м³/сут



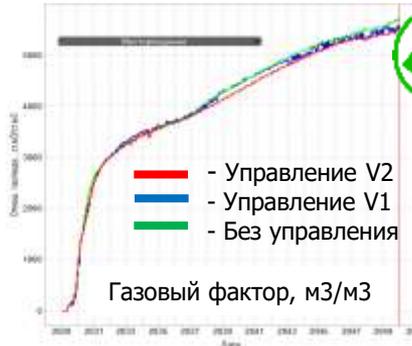
Газовый фактор, м³/м³

Скв-на В_5
(L=2300 м)



Дебит нефти, м³/сут

Итерация 1:
WGOR=7000 м³/м³;
WLRAT=1000 м³/сут

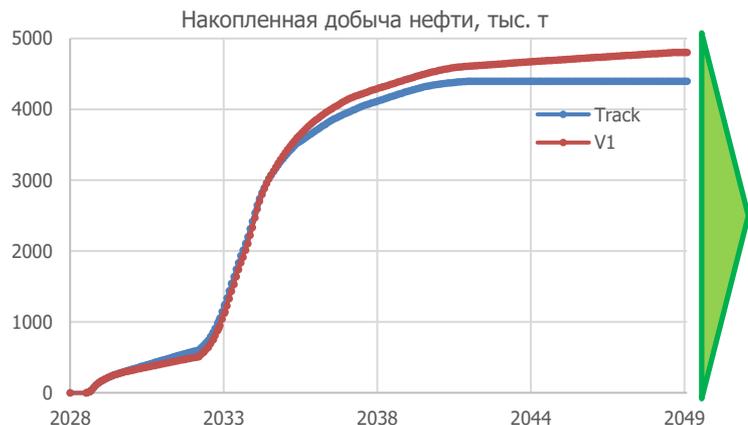
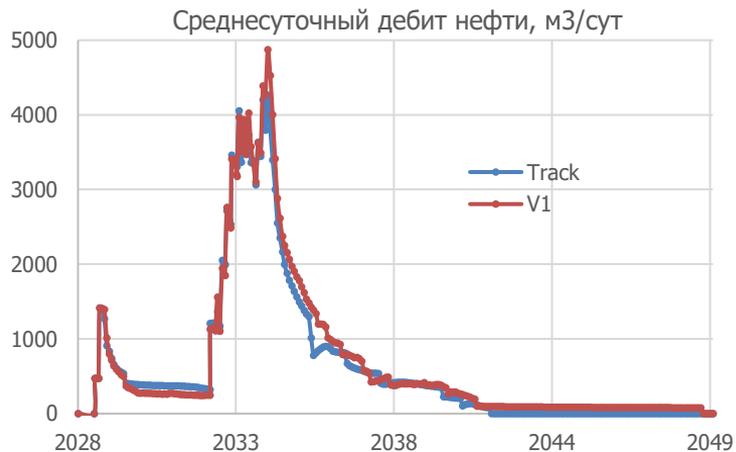


Газовый фактор, м³/м³

Скважина 'В_5' хорошо работает с данными ограничениями. Нужно ли интеллектуальное заканчивание на рассматриваемой скважине?

Реализованные кейсы

Разработка оторочки системой из 8 горизонтальных скважин с интеллектуальным заканчиванием

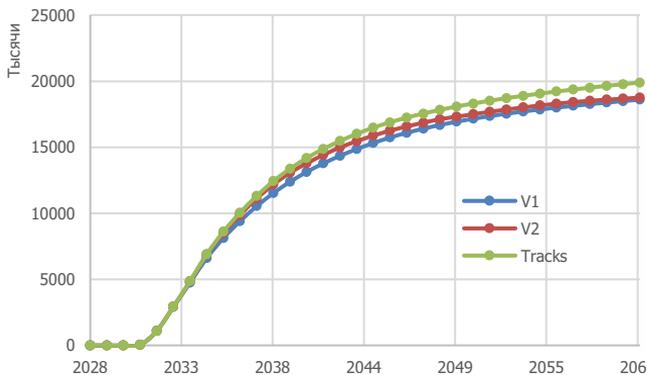


- ✓ Увеличение срока работы скважин
- ✓ Снижение газового фактора
- ✓ Увеличение коэффициента нефтеотдачи

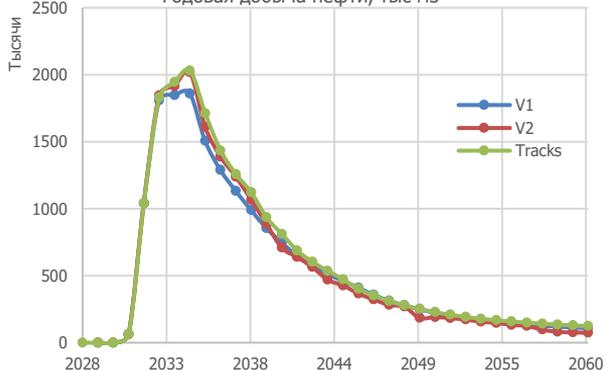
Реализованные кейсы

Моделирование интеллектуального заканчивания на нефтяных объектах, находящихся в непосредственной близости к объектам с газовой шапкой и по которым могут реализоваться риски прорыва газа.

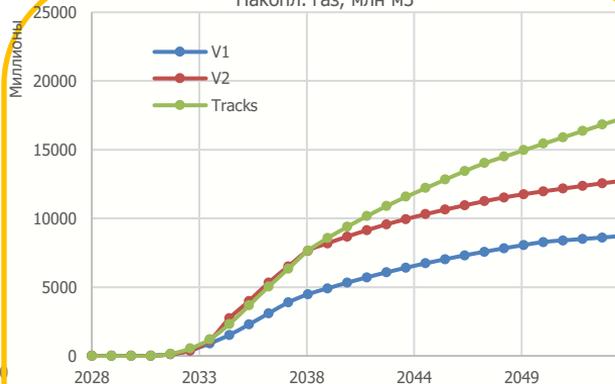
Накопл. нефть, тыс м3



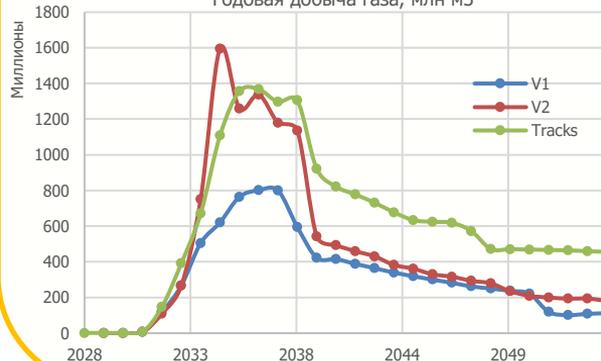
Годовая добыча нефти, тыс м3



Накопл. газ, млн м3



Годовая добыча газа, млн м3



- ✓ Значительное снижение объёмов добычи газа
- ✓ Снижение капитальных затрат на обустройство

На пластах с низким стартовым газовым фактором наибольший эффект показала система управления по варианту 1.

Выводы и рекомендации

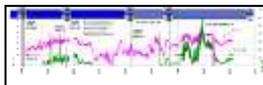
1. Согласно результатам итерационных расчетов на ГДМ, оптимальным размещением стволов по разрезу залежи является абсолютная отметка на $\frac{3}{4}$ высоты оторочки от ГНК. Полученный результат коррелирует с объектом-аналогом.
2. Критический дебит и максимальная депрессия на пласт контролируются условиями образования конуса газа и воды к горизонтальному стволу. Для определения значений использованы зависимости, апробированные на месторождениях региона.
3. Учет особенностей геологического строения объекта указал на необходимость применения интеллектуального заканчивания с позонным регулированием отборов. Для решения задачи управления такими устройствами смоделированы мультисегментные скважины в модуле «Дизайнер Скважин» ПК tNavigator.
4. Предложен алгоритм оптимизации переключений (изменения режимов работы) интеллектуальных устройств управления скважиной за счет автоматизации регулирования площади поперечного сечения субкритических клапанов при достижении в них заданных ограничений.
5. Алгоритм позволяет увеличить производительность скважин по сравнению с вариантом без «интеллектуального» заканчивания, а за счет позонного контроля за профилями притока возможно добиться потенциального увеличения коэффициента нефтеотдачи. Данные факторы могут сыграть большую роль в экономическом обосновании выбора варианта освоения разработки объектов с нефтяными оторочками.



Всегда в движении!



Типы нижнего заканчивания скважин



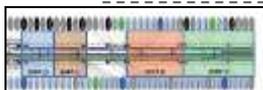
(SL) Перфорированная труба.
Самый простой тип нижнего заканчивания использовался на первых пробуренных скважинах.



(ICD) Пассивные устройства контроля притока.
Пассивное регулирование профиля притока жидкости по стволу горизонтальных скважин.



(ICD + ResCheck) Пассивные устройства контроля притока, оснащенные штуцерами с обратным клапаном позволяющими производить замещение бурового раствора.



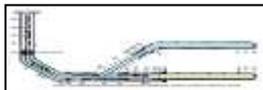
(FCV) Устройства активного регулирования притока.
Регулирование открытие/закрытие каждой зоны с целью оптимальной работы всего ствола скважины.



(ICD + PP) Премиум-порты.
Пассивные позиционные муфты с возможностью механического регулирования.
Позволяют производить открытие либо закрытие интервала механически (спуск на тракторе, кабеле, ГНКТ).



(AICD) Адаптивные устройства регулирования притока.
Регулирование добычи жидкости по всей длине горизонтальной скважины.
Подбираются по ожидаемый состав притока.



(FCV и FCV+AICD) Штуцерное регулирование стволов двуствольной скважины, а также совместно с применением адаптивных устройств контроля притока.



(Manara) Система мониторинга и поинтервального регулирования притока в скважинах с большим отходом от вертикали.
Измерение давления и температуры, других параметров для оценки дебитов, обводненности (датчики электрической емкости).