

Комплексный подход к разработке нефтегазоконденсатных залежей с нефтяными оторочками

Gas-Condensate Reservoir With Oil Rim Development : Integrated Approach

С.В. КОЛБИКОВ

ОАО «НОВАТЭК»

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ 2016



СОДЕРЖАНИЕ ДОКЛАДА

- ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
- ВЕДОМСТВЕННЫЙ И КЛАССИЧЕСКИЙ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
- ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ РАЗРАБОТКИ
- ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ
- ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
- ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА НА ПРАКТИКЕ

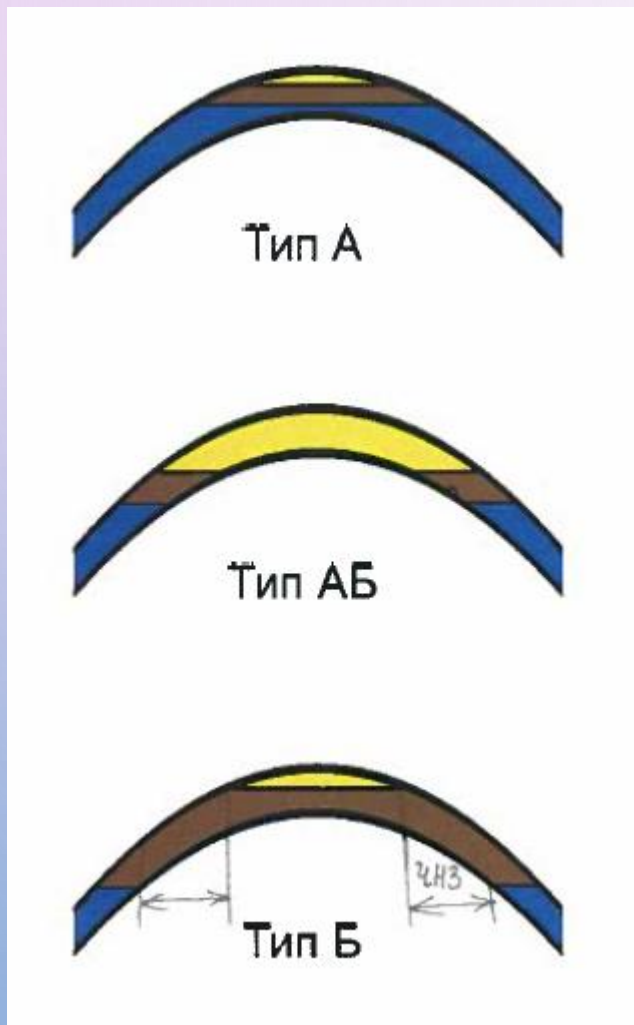
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Согласно «Методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477:

В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ И СООТНОШЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕДРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАЛЕЖИ) НЕФТИ И ГАЗА ПОДРАЗДЕЛЯЮТСЯ НА 6 ТИПОВ:

- НЕФТЯНОЕ (Н) - ТОЛЬКО НЕФТЬ, НАСЫЩЕННАЯ В РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНИ ГАЗОМ
- ГАЗОВОЕ (Г) - ТОЛЬКО СВОБОДНЫЙ ГАЗ
- ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ (ГК) – ГАЗ С КОНДЕНСАТОМ
- ГАЗОНЕФТЯНОЕ (ГН) - НЕФТЬ И ГАЗ: ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ЗАЛЕЖИ НЕФТЯНАЯ, ГАЗОВАЯ ШАПКА НЕ ПРЕВЫШАЕТ ПО ОБЪЕМУ НЕФТЯНУЮ ЧАСТЬ ЗАЛЕЖИ
- НЕФТЕГАЗОВОЕ (НГ) - ГАЗ И НЕФТЬ: ГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ И ЗАЛЕЖИ, В КОТОРЫХ ГАЗОВАЯ ШАПКА ПРЕВЫШАЕТ ПО ОБЪЕМУ НЕФТЯНУЮ ЧАСТЬ ЗАЛЕЖИ

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ОТОРОЧКАМИ



- Массивного типа с подстилающей оторочкой или нефтяная залежь с газовой шапкой
- Пластового типа с кольцевой оторочкой
- Пластового типа с подстилающей оторочкой и газовой

ВЕДОМСТВЕННЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Миннефтепром

Добыча природного и попутного нефтяного газа в СССР в 1930 году составила 0,46 млрд. куб. м, тогда как в США она достигала уже 54,9 млрд. куб. м. До 1956 года при разработке нефтегазовых залежей добываемый газ сжигался на факелах, либо использовался на местные нужды. К концу декабря 1956 года была сдана первая очередь газопровода «Ставрополь – Москва».

Исторически, после разделения нефтяной отрасли в 1965 году на два самостоятельных ведомства (нефтяное и газовое) сформировался так называемый ведомственный подход к разработке нефтегазоконденсатных месторождений.

Нефтяники, имея соответствующую инфраструктуру и условия транспорта нефти, обеспечивали опережающую разработку нефтяных залежей и оторочек. А попутный газ, включая значительные объемы прорывного, как правило с высоким содержанием конденсата, сжигался на факелах.

Газовики в условиях инфраструктуры для разработки газоконденсатного месторождения в первую очередь занимаются разработкой газовых шапок, а нефтяные оторочки не разрабатывают из-за отсутствия систем транспорта и подготовки нефти, что приводит к смещению оторочки в газонасыщенную область, и как следствие, к существенному снижению извлекаемых запасов нефти.

КЛАССИЧЕСКИЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Согласно известных публикаций [1,2], считается что максимальный КИН для оторочек достигается при опережающей их разработке по отношению к разработке газовых шапок. Основным аргументом при этом называется отсутствие смещения оторочки в газонасыщенную область и вызванная этим потеря подвижных запасов нефти.

При таком подходе возможно два основных сценария разработки:

1. Разработка на режиме газовой шапки:

- вытеснение нефти происходит в основном газом (для гидрофильного коллектора коэффициент вытеснения нефти газом ниже, чем водой);
- Продуктивность скважин по нефти резко снижается с ростом газового фактора, возрастающие объемы попутного газа вместе с жидкими УВ могут сжигаться).

2. Разработка с реализацией ППД для оторочки:

- При недостаточно большой толщине оторочки большая часть нагнетаемой воды уходит в газонасыщенную часть залежи (благодаря предпочтительной подвижности), что приводит к потере эффективности последующей разработки газовой шапки;
- Происходит опережающее заводнение газовой шапки, практически не снижающее прорывы газа в зону отбора нефти, приводящее к высоким газовым факторам для нефтяных скважин и высокой начальной обводненности газовых скважин.

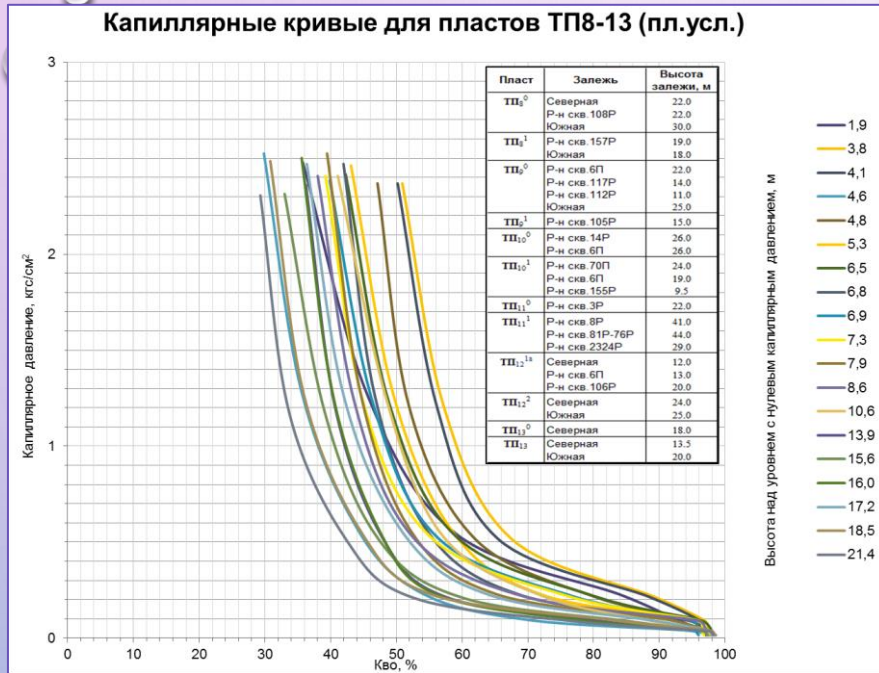
-
1. Нефтегазоконденсатные месторождения и применяемые системы их разработки, - Ю.В.Желтов, В.Н.Мартос, А.Х.Мирзаджанзаде, Т.С.Степанова, Москва, «Недра», 1979
 2. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей, - В.Е.Гавура, В.В.Исайчев, А.К.Курбанов, В.З.Лapidус, В.Е.Лещенко, Г.Ю.Шовкринский, Москва, 1994



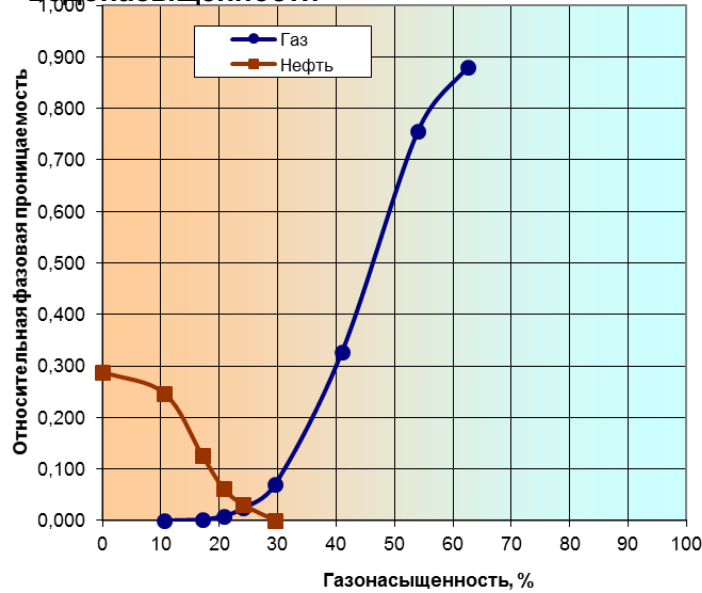
ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Факторы, влияющие на эффективность разработки нефтяных оторочек, можно классифицировать:

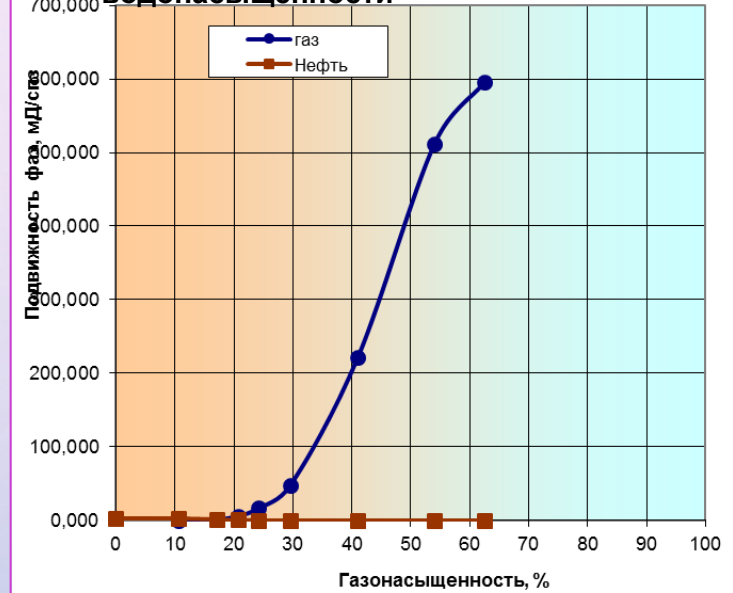
- **Геолого-физические** (тип залежи и оторочки, проницаемость и неоднородность пласта, насыщенность, вязкости и подвижности флюидов, капиллярные давления, соотношение нефтенасыщенных толщин и величины переходной зоны, отношение объема газовой залежи к объему нефтяной оторочки)
- **Технологические** (системы заканчивания скважин, плотность сетки скважин, поддержание пластового давления)
- **Экономические** (ЧДД, налоги, льготы)



Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-газ при неснижаемой водонасыщенности



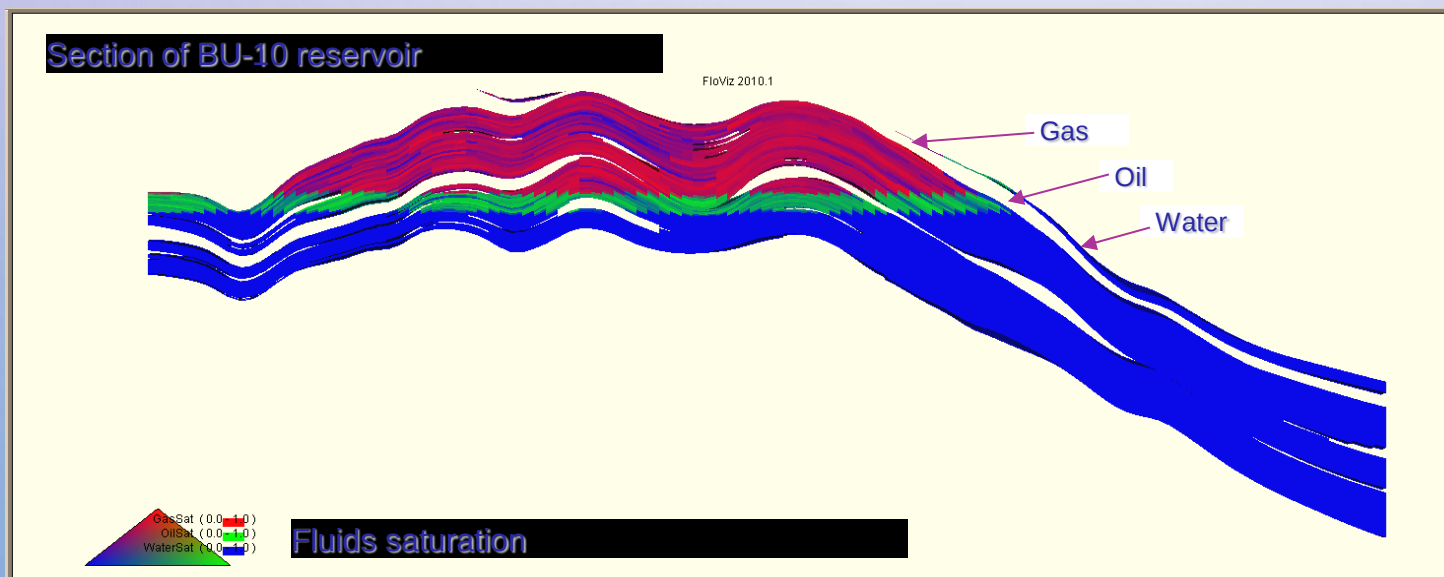
Подвижности фаз в системе нефть-газ при неснижаемой водонасыщенности



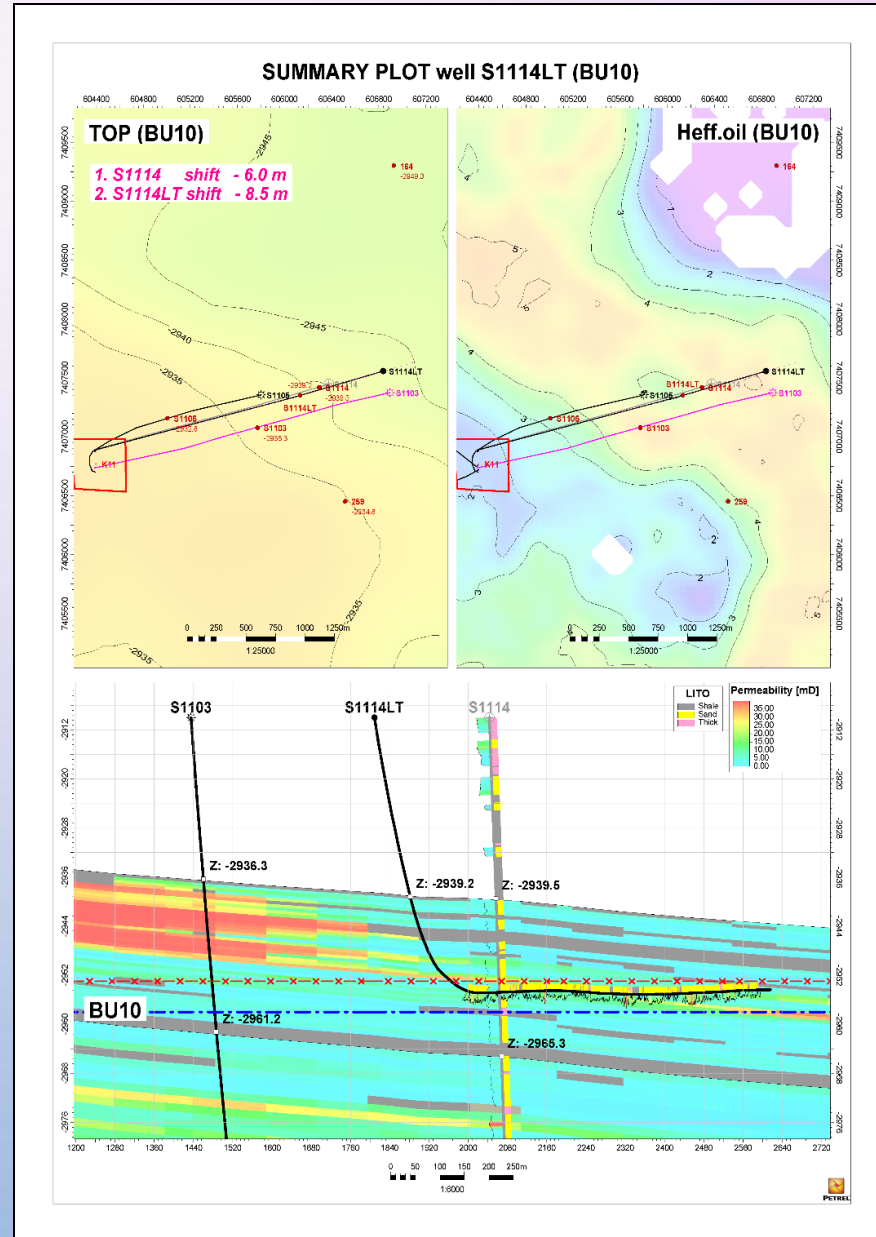
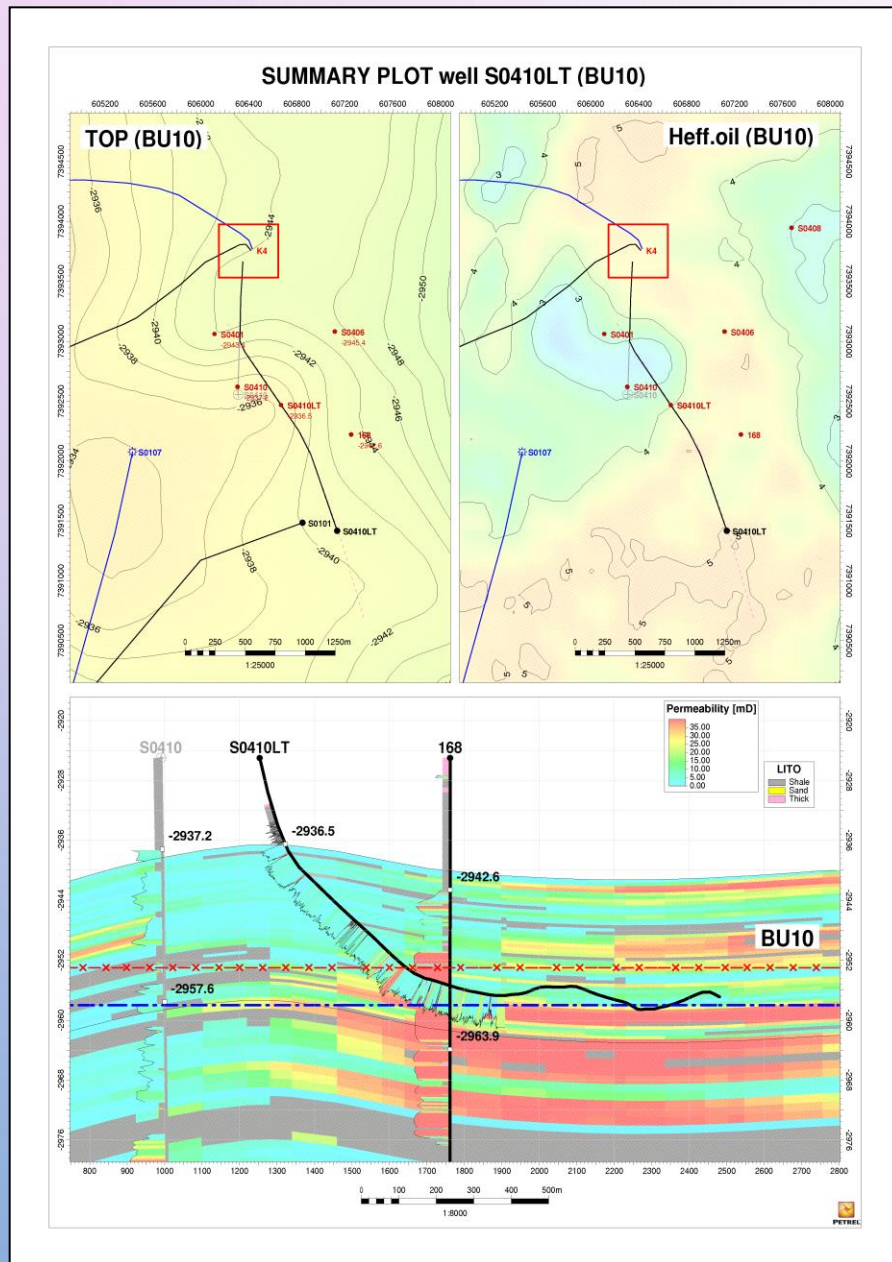
- Проницаемость, насыщенность, капиллярное давление => запасы нефти, начальные дебиты по нефти, обводненность
- Толщина оторочки, соотношение начальных нефте- и газонасыщенных объемов залежи => промышленная значимость, последовательность разработки, системы поддержания пластового давления
- Смачиваемость пласта-коллектора, фазовые проницаемости, подвижности пластовых флюидов => эффективность закачки и вытеснения водой, газом, водо-газовыми смесями

ВЛИЯНИЕ КОРРЕКТНОГО УЧЕТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ НА ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ

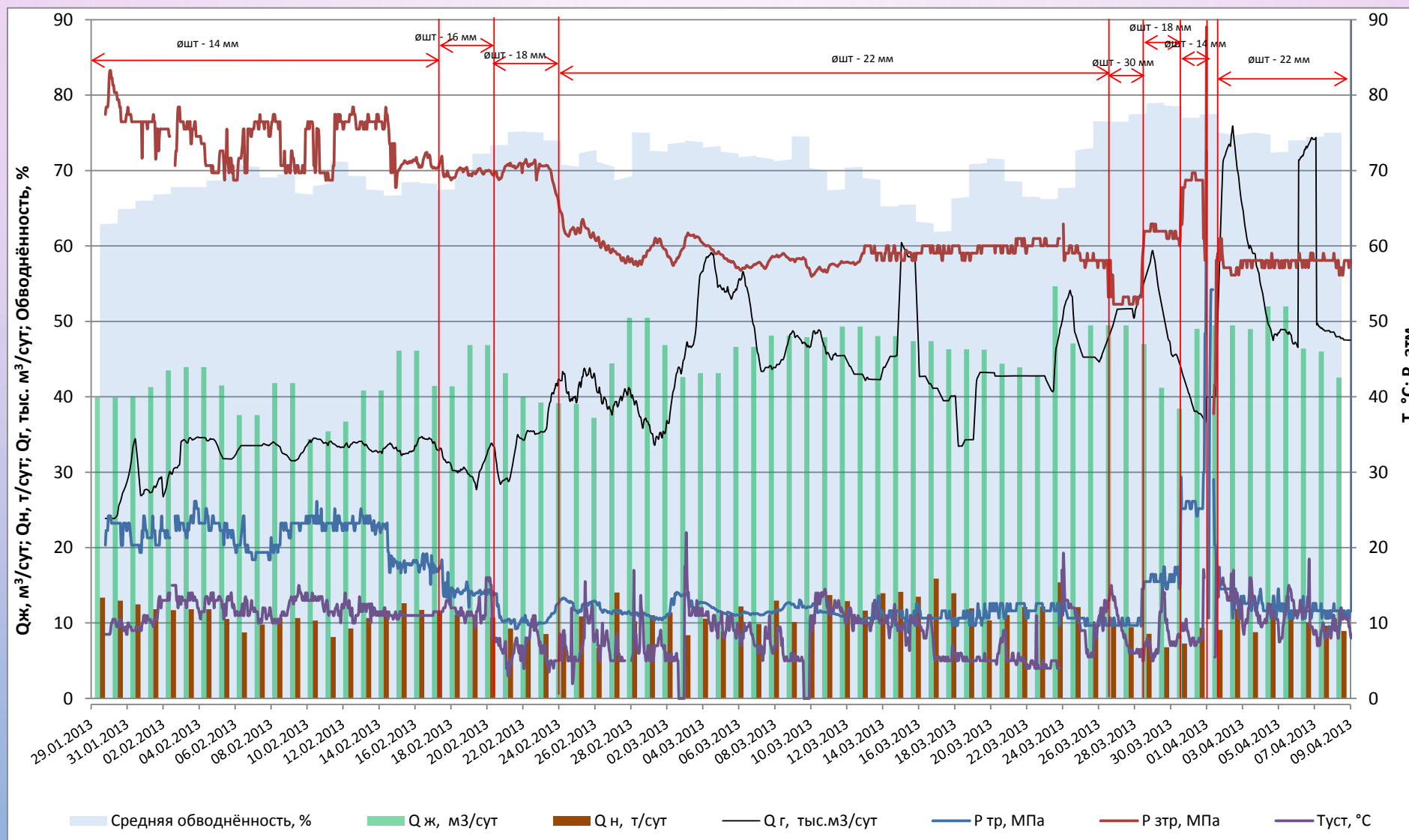
- Использование уравнения Арчи-Дахнова для переходных зон, как правило, приводит к завышению коэффициента нефтенасыщенности
- Так, например, для пласта БУ10 Самбургского м-ния средняя нефтенасыщенность 1-5 м нефтяной оторочки согласно ПЗ составляет 0.59-0.69 при проницаемостях 18 мД. Геологические запасы нефти при этом составляют 67.8 млн.т.
- Инициализация гидродинамической модели залежи пласта БУ10 с использованием J-функции, построенной по данным капиллярнометрии приводит к уменьшению запасов нефти до 32.1 млн.т.



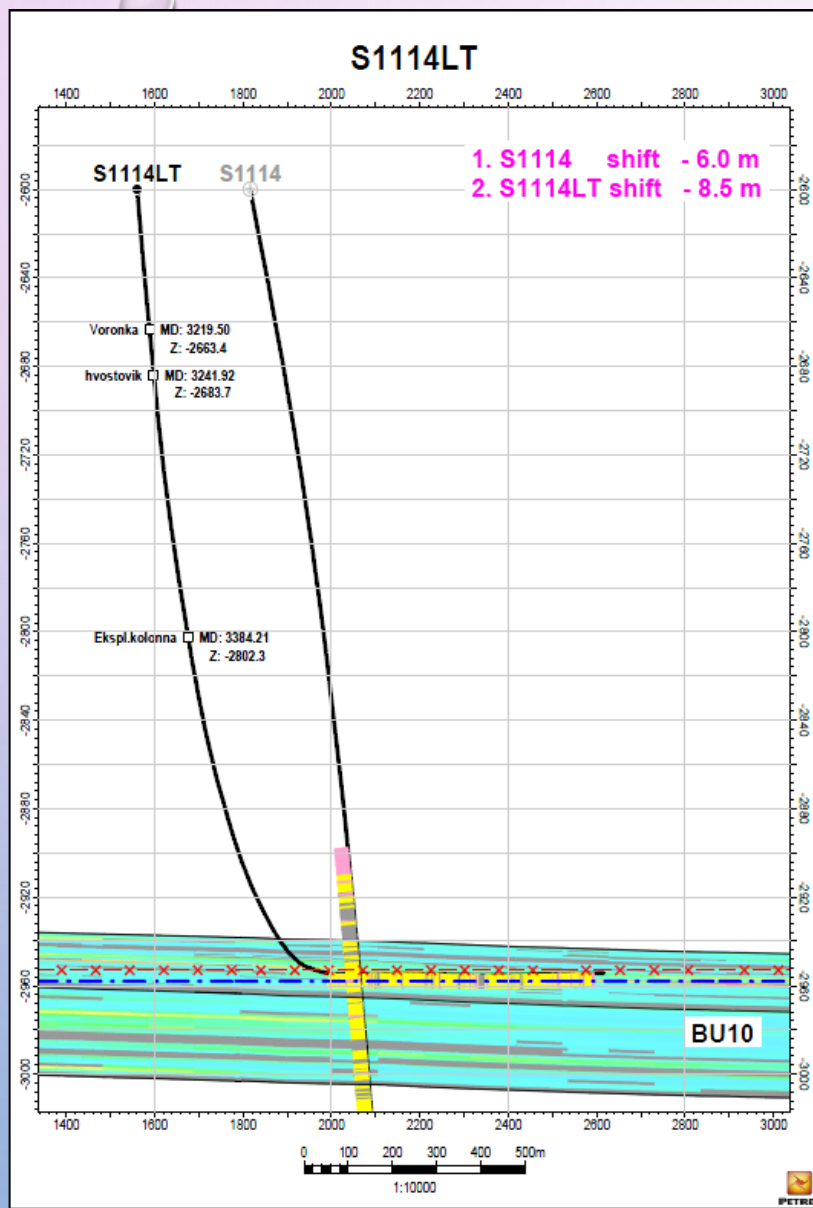
Результаты бурения нефтяных скважин на тонкую нефтяную оторочку в ВНЗ, пласт БУ10.



Результаты длительной отработки нефтяной скважины S1114



Выводы по результатам отработки нефтяной скважины



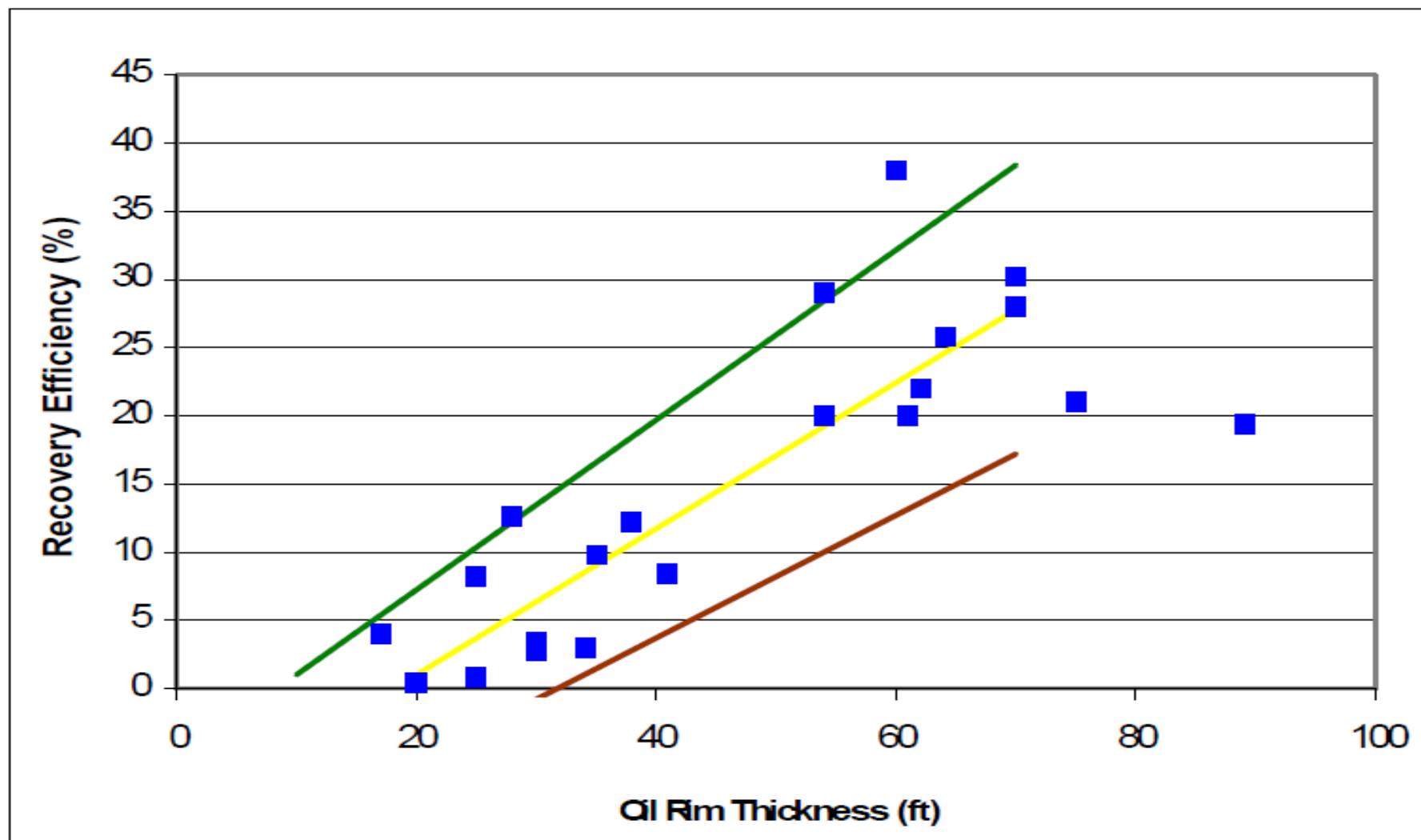
Результаты длительной отработки скважины S1114 Самбургского НГКМ:

1. Срок работы составил – 69 дней
2. Накопленный объем добычи нефти составил – 881,097 т
3. Накопленный объем добычи жидкости составил – 3469,830 м³
4. Накопленный объем добычи воды составил – 2417,917 м³
5. Средний дебит по нефти составил – 12,77 т/сут
6. Средний дебит по жидкости составил – 50,29 м³/сут
7. Средняя обводненность продукции скважины составила – 70 %

Выводы:

- Полученный дебит нефти несоизмеримо мал по сравнению с эффективной длиной горизонтального участка 613,5 м (0,02 т/1 м)
- Фактическая обводненность продукции выше, по сравнению с результатами MDT в пилотном стволе (по MDT 30-40% на а.о. -2950 м.)
- Наличие газовой шапки и высокая обводненность не позволяют провести мероприятия по интенсификации притока.
- Результаты длительной отработки подтвердили низкую перспективность добычи нефти с нефтяной оторочки пласта BU10 ¹⁻²

ЗАВИСИМОСТЬ КИН ОТ ТОЛЩИНЫ ОТОРОЧКИ

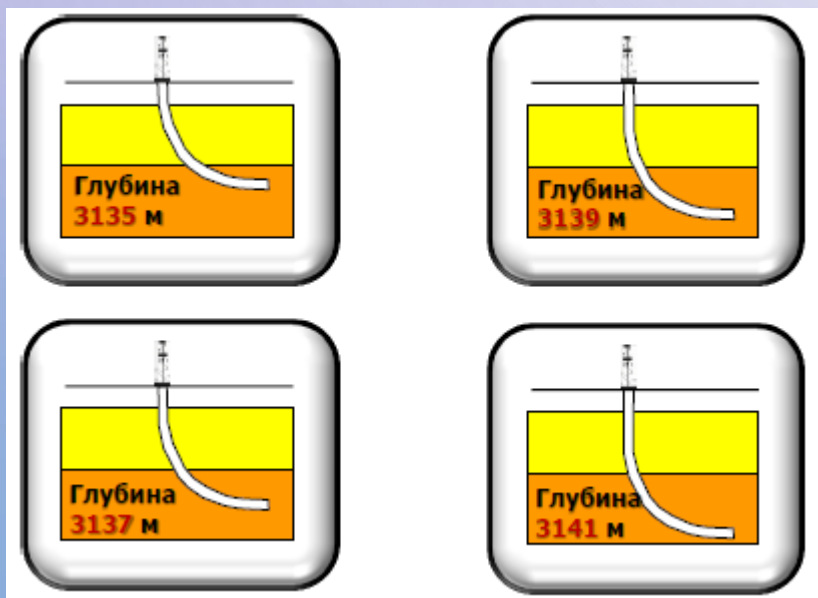


Recovery Efficiency vs. Oil Column Thickness for Oil Rim Reservoirs¹²

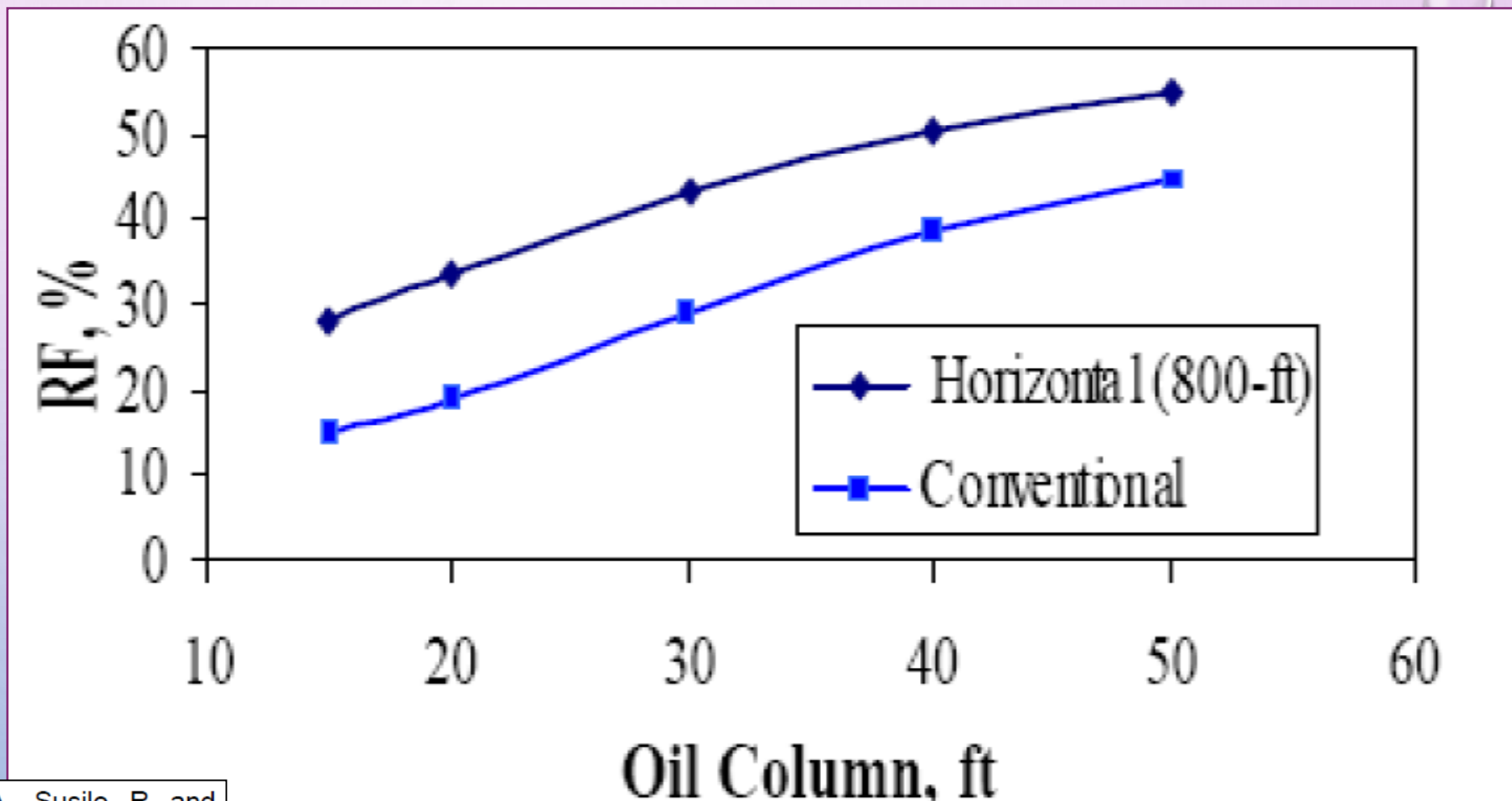
Osoro, F.O., Leegte, H.K., Ugboaja, R., Udofia, A., Komolafe, O., Uwaga, A., Ayodele, B., Lawal, A.K. and Adams, A. (2005). "Gbaran D6000C Integrated Reservoir Study", SPDC, Port Harcourt

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

- Тип скважины (ННС, ГС, МСС) и системы их заканчивания (перфорация, ГРП, фильтр, МсГРП)
- Интервалы вскрытия продуктивных пластов относительно контактов (ГНК, ВНК)
- Плотности сетки скважин, системы закачки воды, газа, очередность разработки нефтяной оторочки и газовой шапки.



ЗАВИСИМОСТЬ КИН ОТ ТОЛЩИНЫ ОТОРОЧКИ ДЛЯ РАЗНОГО ТИПА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН



Vo, D.T., Waryan, S., Dharmawan, A., Susilo, R. and Wicaksana, R. (2000). "Lookback on Performance of 50 Horizontal Wells Targeting Thin Oil Columns, Mahakam Delta, East Kalimantan". Paper 64385 presented at SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Brisbane, 16-18 Oct

**Recovery Efficiency vs. Oil Column Thickness for the
Serang Field, Indonesia (after Vo et al¹³)**

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ (ЧДД, НАЛОГИ, ЛЬГОТЫ)

- Текущие цены на нефть, газ, конденсат
- Рост затратных статей (материалы, услуги и т.п.)
- Изменение налоговой политики, льготы налогообложения



МАТРИЦА ДЛЯ ВЫБОРА КОНЦЕПЦИИ РАЗРАБОТКИ



SPE 136955

Preliminary Assessment of Oil-Rim Reservoirs: A Review of Current Practices and Formulation of New Concepts

Kazeem A. Lawal*, Shell Nigeria Exploration & Production Company; Inewari A. Wells, Shell UK Exploration & Production; and Ademola O. Adenuga, Shell Petroleum Development Company, Nigeria

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

Особенность эксплуатации скважин, пробуренных на нефтяную оторочку, заключается в одновременной добыче ими нефти, воды и попутного газа, включающего в себя растворенный газ и прорывной газ газовой шапки. Последний содержит также газовый конденсат. При этом, в зависимости от количества прорывного газа, добываемого с нефтью, устьевое давление нефтяных скважин, эксплуатирующих оторочку, может изменяться в широких пределах (от 1-2 МПа до 10-20 МПа). Для наиболее полного использования перечисленных УВС целесообразно комплексировать системы сбора и подготовки нефти и газа: нефть направлять на УПН, а весь газ (включая газ низкого давления) на УКПГ. Это диктует необходимость проектирования систем сбора низкого и высокого давления.

Обоснование оптимального варианта разработки нефтегазоконденсатного месторождения необходимо проводить с использованием интегрированных геолого-технологических моделей разработки, включающих гидродинамические модели залежей, а также модели систем добычи, сбора, подготовки и промышленного транспорта нефти, газа и конденсата.

Прогноз разработки нефтегазоконденсатной залежи должен осуществляться на основе единых моделей разработки нефтегазоконденсатной залежи совместно с системами добычи, сбора, подготовки и промышленного транспорта нефти, газа и конденсата.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Под комплексным подходом к разработке нефтегазоконденсатных месторождений понимается совместная разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей с организацией совместно-раздельной добычи, транспорта и подготовки нефти, газа и конденсата. Основное преимущество такого подхода – высокая экономическая эффективность от вовлечения в разработку всех запасов. В случае нерентабельной разработки нефтяной оторочки или газовой шапки по отдельности, возможность их совместной разработки за счет повышения экономической привлекательности при совместной добыче.

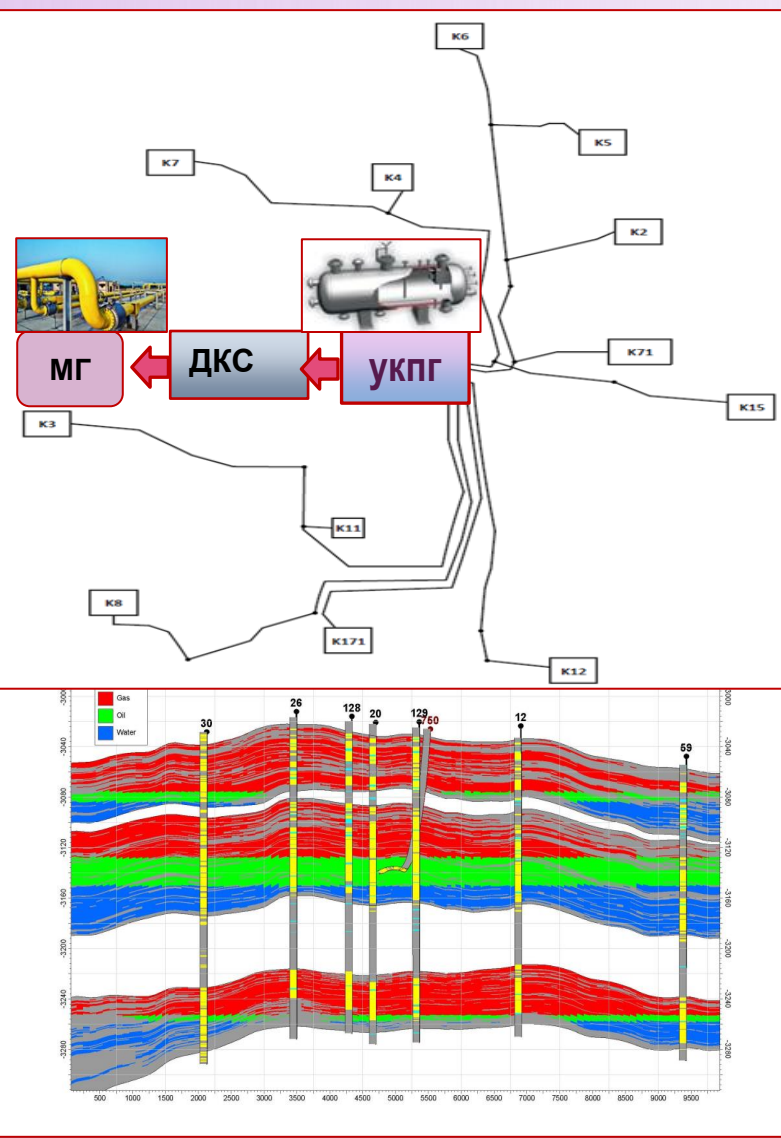
Расчетами [3] показано, что при определенных условиях одновременная разработка оторочки и газовой шапки (с ограниченным отбором) обеспечивает более высокий коэффициент нефтеотдачи за счет следующих факторов:

- Снижение газовых факторов нефтяных скважин и увеличение накопленной добычи по ним
- Смешанное вытеснение нефти как газом, так и пластовой водой за счет ее вторжения
- Повышение экономической эффективности за счет одновременной добычи нефти, газа и конденсата с возможностью подачи конденсата в нефтепровод или, в случае ~~превалирующей добычи газа и конденсата, подачи нефти в конденсатопровод.~~

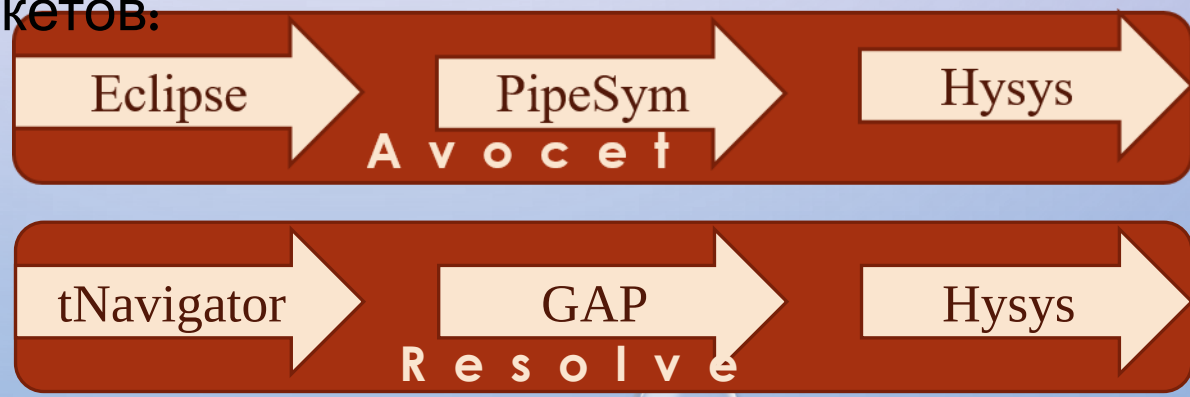
3. Особенности разработки тонких нефтяных оторочек. – С.В.Колбиков, SPE 136380, 2012

ИНСТРУМЕНТ И КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ

Для учета всех перечисленных факторов (геолого-физических, технологических и экономических) целесообразно построение интегрированной геолого-технологической модели, описывающей разработку газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей, входящих в состав месторождения.



Интегрированные геолого-технологические модели могут быть построены из связки известных коммерческих пакетов:



Для выбора оптимального варианта разработки нефтегазоконденсатного месторождения необходимо рассмотреть значительное количество вариантов разработки:

Для чисто газовых и нефтяных залежей с достаточными удельными запасами на скважину для формирования самостоятельной сетки скважин определяются оптимальные варианты разработки (тип заканчивания скважины, количество (плотность сетки) скважин, системы поддержания пластового давления).

Для нефтегазоконденсатных залежей рассматриваются варианты разработки :

- с опережающей выработкой запасов нефти, а затем газовой шапки;
- С одновременной добычей нефти и газа газовой шапки;
- Без разработки нефтяной оторочки (при существенной некупаемости нефтяных скважин).

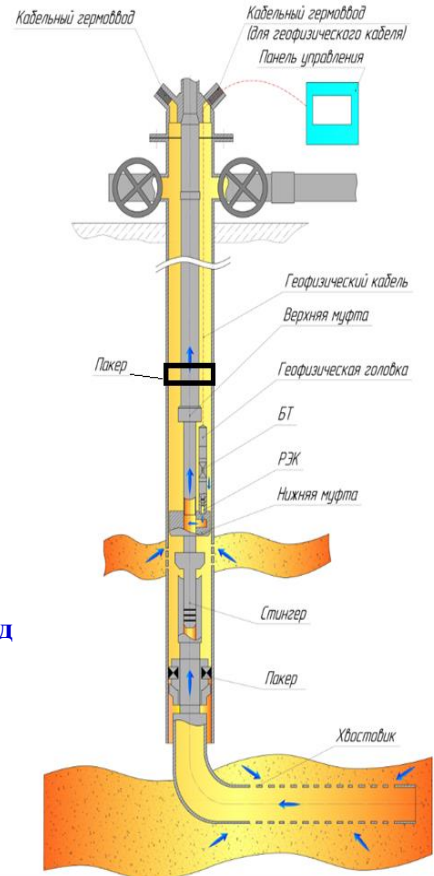
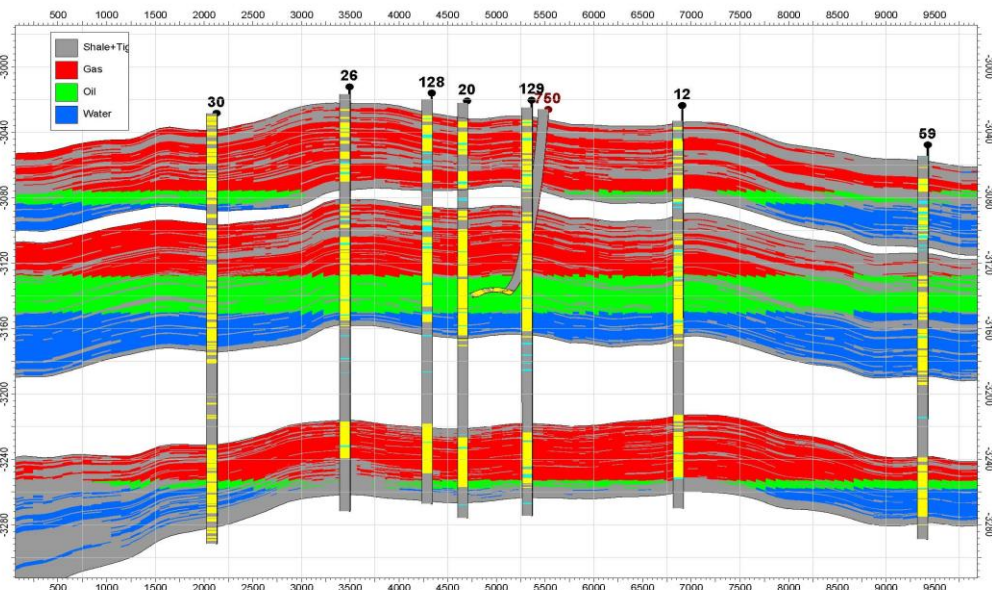
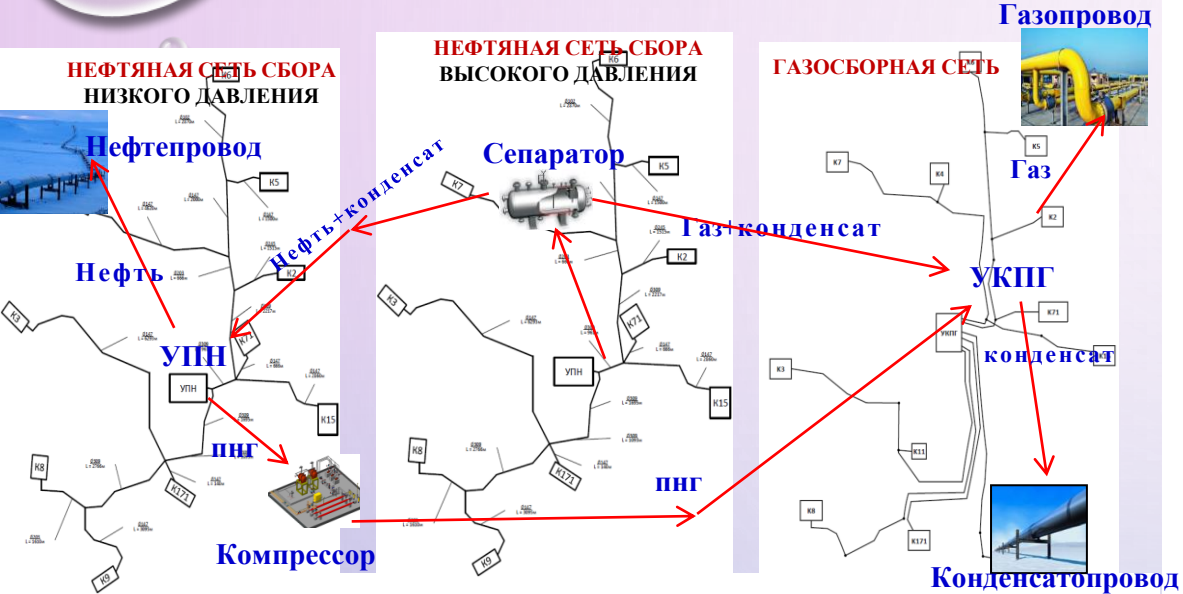
Для каждого из указанных вариантов рассматриваются подварианты с различным типом заканчивания скважин, размещения горизонтальных стволов относительно контактов (ГНК, ВНК) и их протяженности, с поддержанием пластового давления (закачка воды в оторочку или газа в газовую шапку).

В зависимости от объемов добычи нефти, газа и конденсата в целом по месторождению рассматривается следующая серия вариантов по обустройству промысла и транспорту УВС:

- Добываемые объемы конденсата подаются вместе с нефтью в нефтепровод;
- Добываемые объемы нефти подаются в конденсатопровод;
- Предусматривается низконапорная и высоконапорная системы сбора нефти, в зависимости от величин устьевого давления на нефтяных скважинах.

СХЕМА ОБОСНОВАНИЯ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

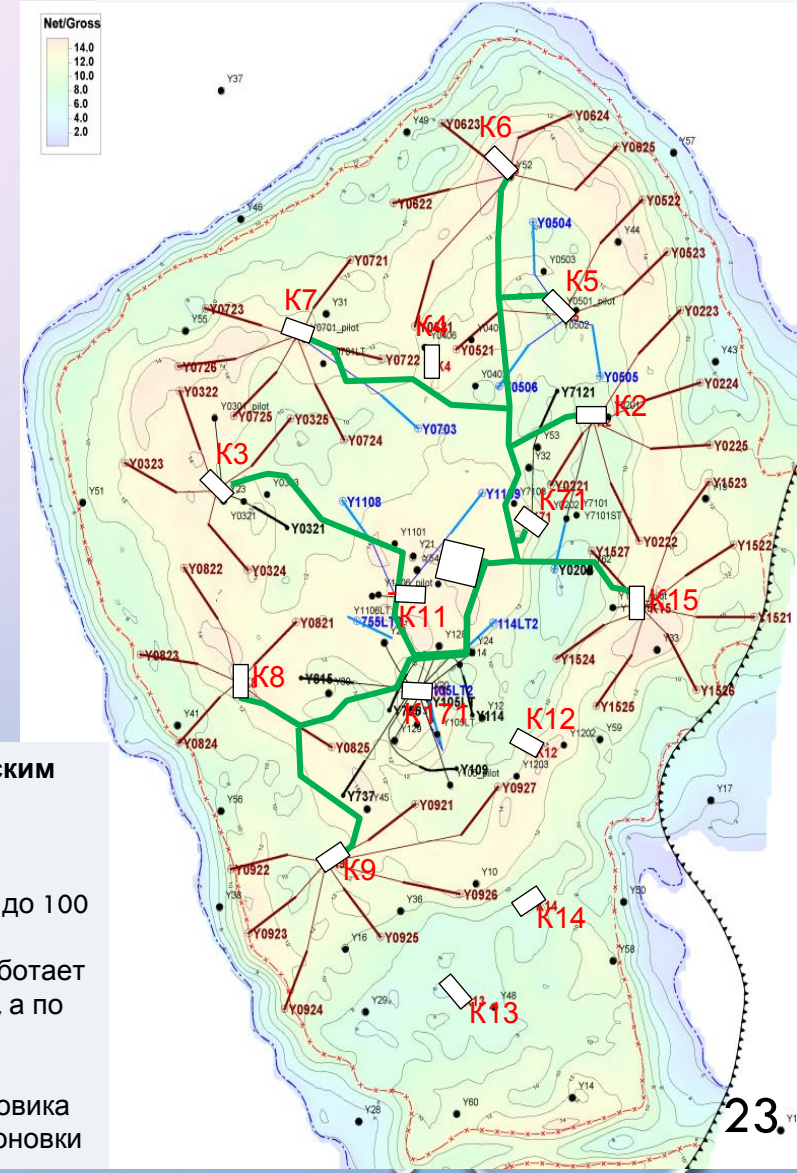




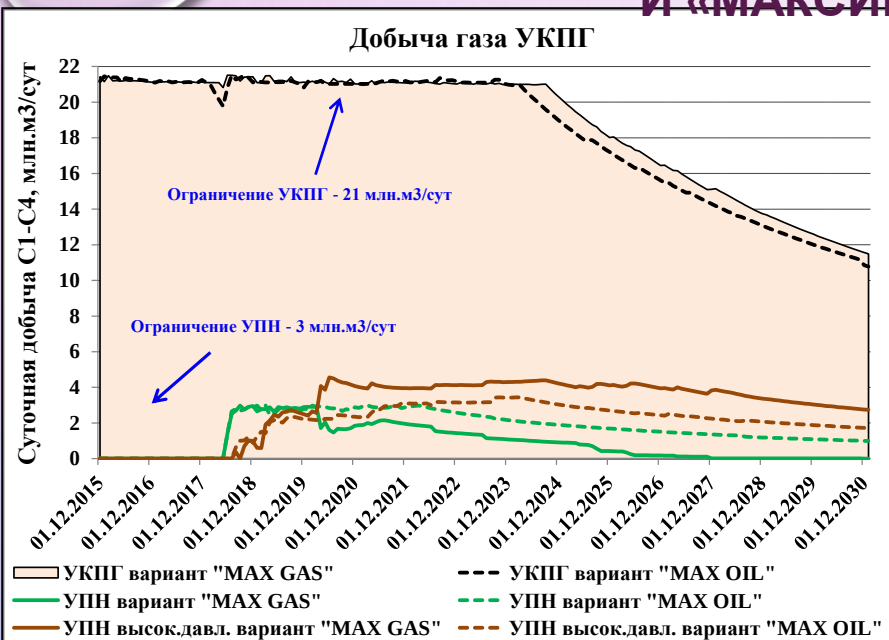
Компоновка НПФ Геоник с электрическим клапаном РЭК

- Поступление газа в НКТ регулируется с поверхности по электрическому кабелю
- Клапан открывается в интервале от 0 % до 100 % (0 мм-18 мм)
- Регулируемый электрический клапан работает не по принципу смены позиции штуцера, а по доле открытия проходного сечения – игольчатый клапан
- Возможность полного перекрытия хвостовика в случае обводнения без подъема компоновки

Совместная система разработки нефтяной оторочки и газовой шапки



СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ «МАКСИМАЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ГАЗА» И «МАКСИМАЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ» С УЧЕТОМ ВВОДА ДКС



✓ КИН на 2030 г.:

вариант «Макс.добычи газа» – 9.6%
вариант «Макс.добычи нефти» – 10.4%

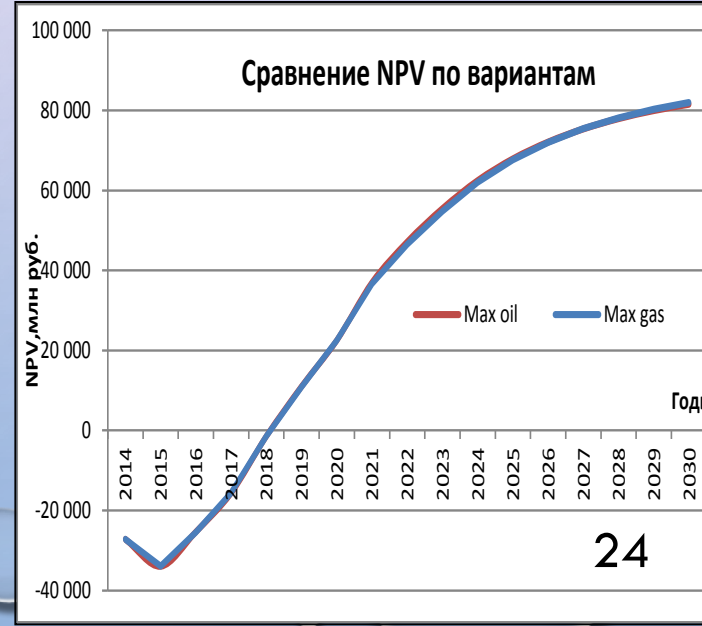
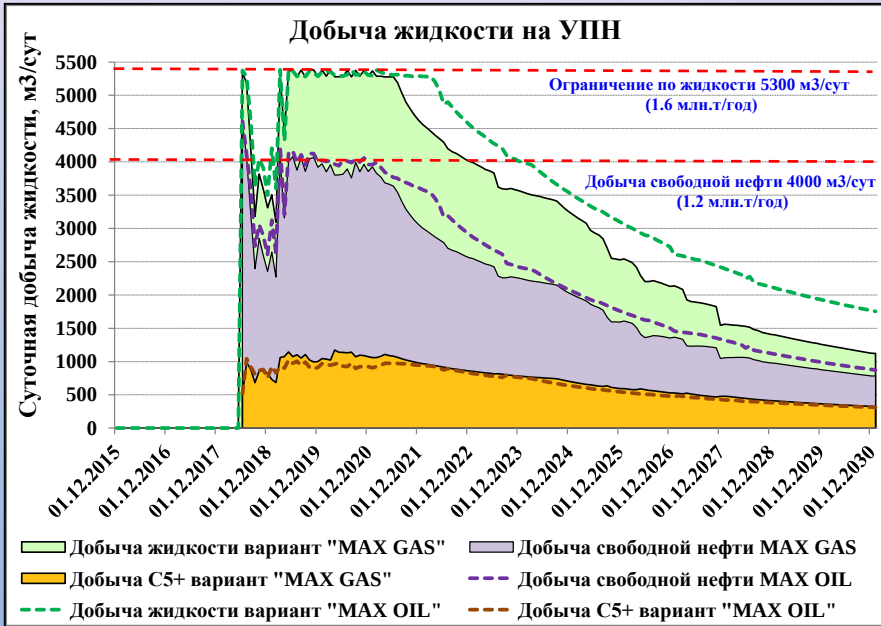
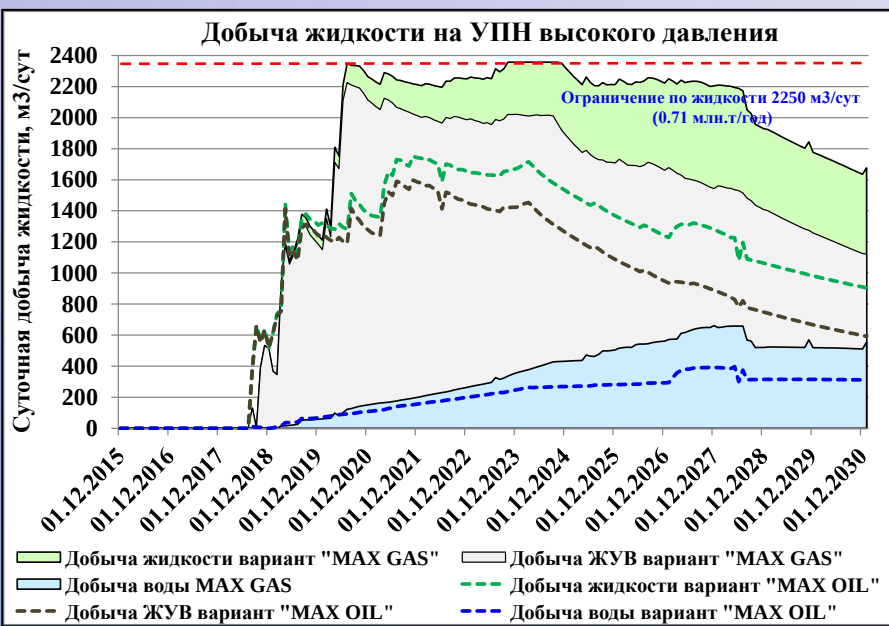
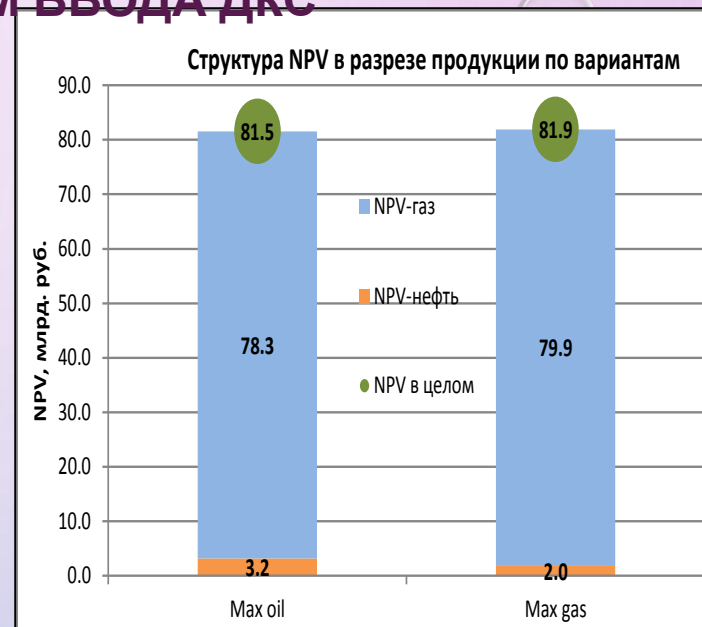
✓ Накопленная добыча газа на 2030 г.:

вариант «Макс.добычи газа» – 110.7 млрд.м3
вариант «Макс.добычи нефти» – 108.7 млрд.м3

✓ Полка добычи нефти на уровне 1.2 млн.т/год

✓ Падение с полки добычи газа:

вариант «Макс.добычи газа» – 1.09.2024 г.
вариант «Макс.добычи нефти» – 1.03.2024 г.



БЛАГОДАРНОСТЬ / ACKNOWLEDGMENT

При подготовке презентации использованы материалы ОАО «АРКТИКГАЗ» (слайды 10, 11, 12) и ООО «НОВАТЭК НТЦ» (слайды 19, 22, 23).

For the presentation had been used the materials of OJSC «ARCTICGAS» (slides # 10, 11, 12) and «NOVATEK RDC Ltd» (slides # 19, 22, 23).



Спасибо за внимание!

Вопросы?