

УДК 622.276

**Оценка применимости устройств контроля притока штуцерного типа в условиях
нижнемеловых отложений Западной Сибири**

Милюшкина А.С., Урванцев Р.В.

Тюменский Индустриальный Университет (625000, Уральский федеральный округ, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: r.v.urvantsev@mail.ru

В последние годы эффективность применения ЗБС (зарезка бокового ствола) на зрелых месторождениях снижается, становится все больше скважин с высокой стартовой обводненностью, скважины быстрее обводняются. В условиях ограниченности бурения новых скважин большую актуальность приобретают методы секционного интеллектуального заканчивания и поинтервальной отработки пласта. Это позволяет продлить сроки эксплуатации скважины. Одним из таких методов является применение устройств контроля притока (УКП). УКП призваны предотвратить преждевременное выбитие скважин по обводненности, а также охватить те запасы нефти, которые не могут быть добыты при традиционных методах заканчивания, повысить конечный КИН (коэффициент извлечения нефти) за счет увеличения вертикального охвата.

Принцип действия таких устройств основан на создании дополнительного перепада давления для нежелательной высокоподвижной фазы (воды, газа). В устройстве штуцерного типа добываемый флюид попадает в основную трубу через серию заранее сконструированных штуцеров. Число и диаметры таких штуцеров подбираются таким образом, чтобы создать нужный перепад давления в зависимости от текущего дебита. Для оценки эффективности данных устройств в условиях высокой проницаемости пласта и низкой вязкости нефти было выполнено построение секторной геологической модели пласта и проведены расчёты в гидродинамическом симуляторе.

Ключевые слова: нефть, интеллектуальное заканчивание, устройства контроля притока, Западная Сибирь, гидродинамическое моделирование

**Application estimation of the choke type inflow control devices in the conditions of the
Lower Cretaceous sediments of Western Siberia**

Milyushkina A.S., Urvantsev R.V.

Tyumen Industrial University (625000, Ural Federal District, Tyumen region, Tyumen, Volodarskogo Street, 38), e-mail: r.v.urvantsev@mail.ru

In recent years, the effectiveness of application of SDT (sidetracking) in mature fields is decreasing, there are more wells with high initial water cut, wells are more quickly watered. In the conditions of limited drilling of new wells, the methods of sectional intellectual completion and intermittent reservoir mining are becoming more and more important. This allows to extend the life of the well. One of such method is use of inflow control devices (ICD). ICD are designed to prevent premature disposal of wells by water-cut, as well as to cover those oil reserves that cannot be extracted with traditional completion methods, increase the final oil recovery factor (ORF) by increasing the vertical coverage.

The principle of operation of such devices is based on creating an additional pressure drop for the uncontrolled high-mobility phase (water, gas). To assess the effectiveness of these devices in conditions of high formation permeability and low viscosity of oil, a sectorial geological model of the formation was mad and also calculations in a hydrodynamic simulator were made.

Ключевые слова: oil, intellectual completion, inflow control devices, Western Siberia, hydrodynamic modeling.

Трудности выработки остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки месторождений вынуждают компании разрабатывать инновационные подходы и активно внедрять высокотехнологичные элементы в существующую систему. Большая часть крупных и уникальных месторождений Западной Сибири в настоящее время находится на 3-4 стадиях

разработки, характеризующихся высоким содержанием воды в продукции и непрерывным снижением добычи нефти.

Активное использование ЗБС с целью выработки остаточных запасов на месторождении сопряжено с рядом трудностей по причине высокой плотности сетки скважин и, соответственно, высокой вероятностью возникновения осложнений и аварий при бурении. Одним из направлений по поддержанию уровня добычи нефти является ограничение водопритока в добывающие скважины. В условиях высокого риска зарезки новых боковых стволов такой подход позволит избежать возможных финансовых потерь.

В качестве инновационного подхода по ограничению водопритока можно выделить концепцию интеллектуального заканчивания скважины. Основа технологии интеллектуальных скважин – управляемые скважинные клапаны, используемые для регулирования притока из отдельных зон, имеющие в своём составе постоянные скважинные датчики температуры и давления [2]. Подобные клапаны – устройства контроля притока (УКП, англ. ICD) используются в качестве средства борьбы с конусообразованием и средства предотвращения раннего прорыва воды в скважины, суть которых заключается в выравнивании притока вдоль горизонтального или субгоризонтального ствола. (Рисунок 1) [1].

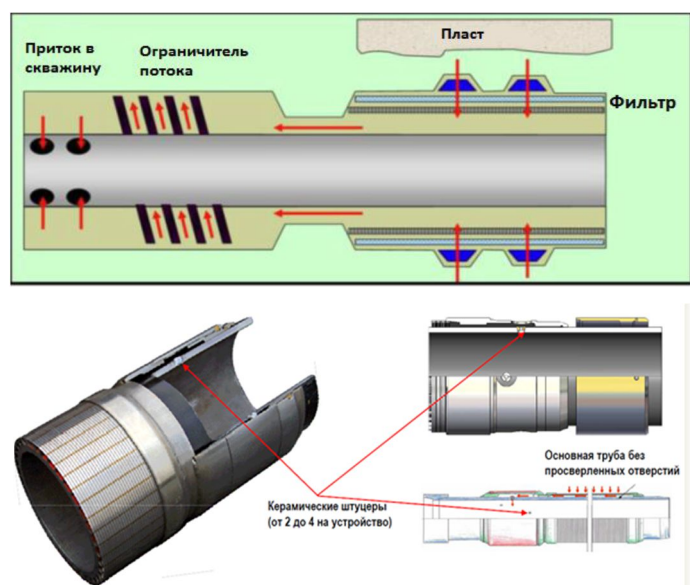


Рисунок 1 – Схематичное представление устройств контроля притока штуцерного типа

В состав таких устройств входит ограничитель потока, который создает дополнительный перепад давления, зависящий от объема поступающей жидкости: чем выше дебит, тем больше перепад давления [3, 7]. Таким образом, устройство ограничивает приток из высокопроницаемых участков.

Одной из разновидностей УКП являются устройства штуцерного типа, используемые в условиях с маловязкой нефтью [5, 6]. В устройстве штуцерного типа добываемый флюид

попадает в основную трубу через серию заранее сконструированных штуцеров. Число и диаметры таких штуцеров подбираются таким образом, чтобы создать нужный перепад давления в зависимости от текущего дебита.

В качестве преимуществ штуцерных УКП можно выделить:

- устойчивость горизонтального ствола
- сохранение состояния ПЗП
- выравнивание притока

Недостатками технологии являются:

- отсутствие консолидации песка с ПЗП и его вынос, приводящий к эрозии УКП
- отсутствие регулирующей способности после прорыва воды

На объекте нижнего мела в качестве участка опытно-промышленных работ рассмотрена купольная чистонефтяная зона пласта. Объект разрабатывается с конца 1960-х гг.

Пласт можно разделить на 3 основные зоны: прикровельная заглинизированная пачка – в настоящее время не разрабатывается; кровля монолита – основная разрабатываемая часть пласта; подошва монолита – промытая водой за период разработки часть пласта. Район работ характеризуется наличием остаточных запасов в прикровельной пачке и кровле монолита. В купольной зоне расположены 4 добывающие скважины, пробуренные с целью выработки остаточных запасов. Геолого-физическая характеристика по скважинам приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика скважин в районе работ

Скважина	Well 1	Well 3	Well 2	Well 4	Ед. измерения
Эффективная толщина, h	8	20	12	12	м
Проницаемость k_x	151	40	140	37	мД
Проницаемость k_y	151	40	140	37	мД
Вязкость воды, μ_w	0.3	0.3	0.3	0.3	сП
Вязкость нефти, μ_o	1.2	1.2	1.2	1.2	сП
Объемный коэффициент нефти, Bo	1.2	1.2	1.2	1.2	д.ед.
Площадь дренирования, A	500000	300000	300000	300000	кв.м
Радиус скважины, r_w	0.045	0.045	0.045	0.045	м
Скин-фактор, S	0	0	0	0	
Эффективная длина ГС, L	214	140	142	110	м
Радиус дренирования, r_e	399	309	309	309	м
$R_{пл}$	150	150	150	147	бар
$R_{заб}$	140	120	120	87	бар
Диаметр хвостовика	102	89	89	102	мм
Начало эксплуатации	01.2008	08.2013	03.2013	06.2013	мм.гггг
Дебит по жидкости	700-1000	500-700	40-60	60-80	м ³ /сут
Дебит по нефти	18-25	13-18	5-8	10-14	т/сут
Средняя обводненность	97	97	85	80	%

Для оценки эффективности УКП на основе реальных ФЕС была построена секторная модель пласта нижнего мела, и на примере реальной скважины было рассчитано 2 варианта: базовый (без УКП) и вариант с УКП. Оценка проводилась с применением ПО компании Schlumberger [4].

Для более точного прогнозирования динамики отборов по каждому из вариантов, была проведена адаптация модели на историю разработки. В процессе адаптации ключевым фактором было определение источников поступления воды в скважину для получения корректных результатов прогноза. Воспроизведена общая энергетика пласта и динамика показателей, расхождение по накопленным показателям минимальное (Рисунок 2). Расчёт прогнозных вариантов производился с момента ввода скважин. В основе этого решения была идея оценить потенциал работы скважины с УКП, если они были бы установлены с начала работы скважины.

Скважина №1 пробурена на кровлю пласта, в скважину был спущен перфорированный хвостовик $d = 102$ мм в интервале 1900-2114.4 м (длиной 214.4 м). Скважина работает с 2008 года с высокой обводнённостью более 97% и дебитом жидкости 700-1000 м³/сут. Дебит значительно превышает критический 30-40 м³/сут, при котором происходит подъем устойчивого конуса воды и обводнение скважины.

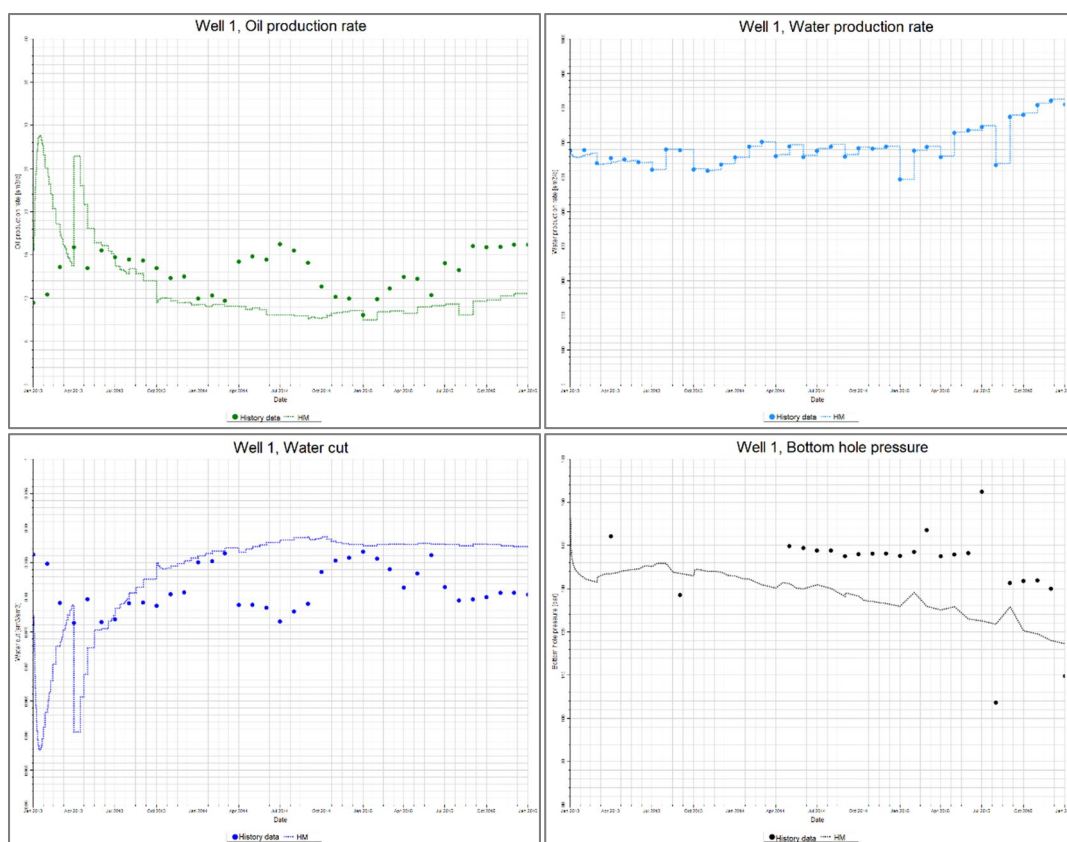


Рисунок 2 – Адаптация скважины №1 на историю разработки

При оценке варианта с компоновкой УКП, скважина №1 была разбита на ряд сегментов пакерами, установленными в зонах неколлектора. Компоновки с УКП были установлены в 4 местах. Длина компоновки составляет 12 метров (Рисунок 3).

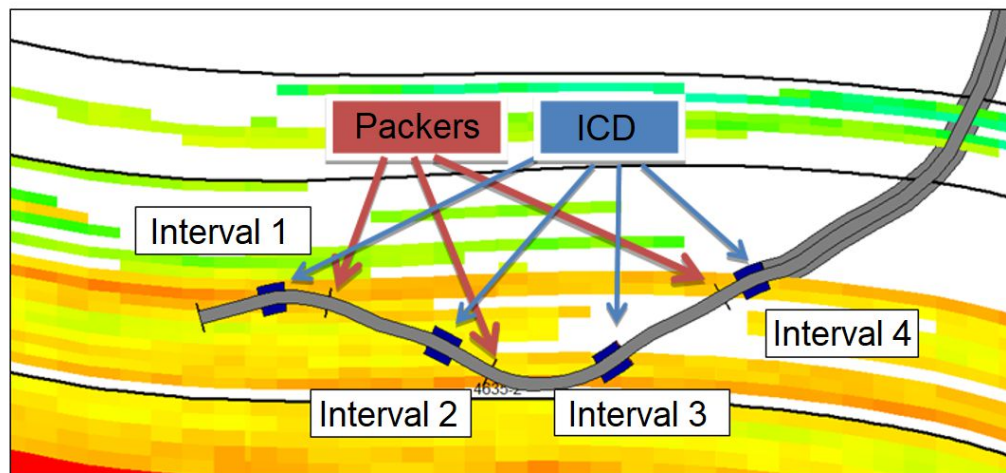


Рисунок 3 – Схема компоновки на разрезе скважины №1

На приведенной на рисунке 4 диаграмме скважины видно, что основным источником поступления воды в скважину является ее носок, который обводняется нагнетательной скважиной. Дизайн компоновки направлен на ограничение этого притока (Рисунок 4).

В сегментах 3, 5 и 7 пакеры установлены в коллекторе. В результате, при попытке ограничения притока воды из носка скважины, происходит запакерный переток жидкости.

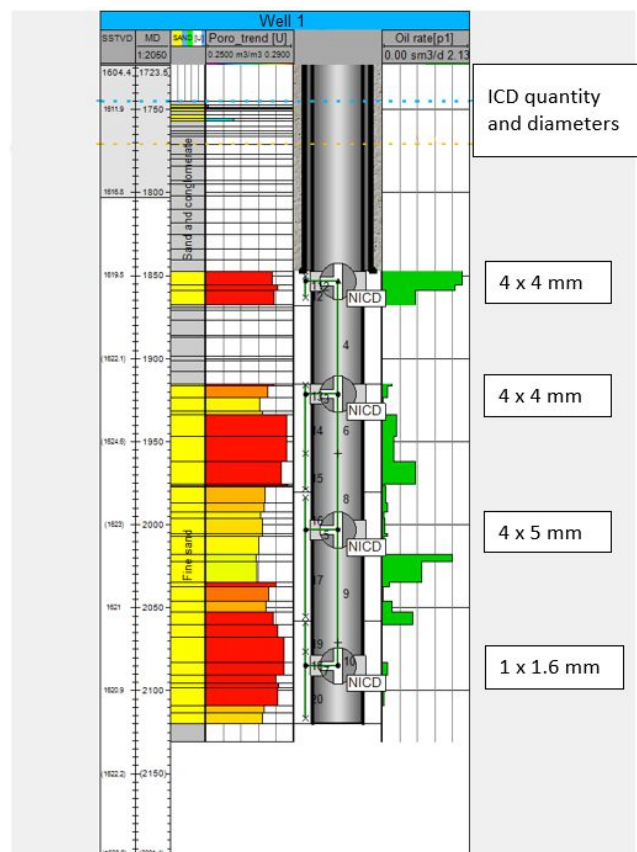


Рисунок 4 – Заканчивание скважины №1 в варианте со штуцерными УКП

Динамика дебита нефти, обводнённости и накопленной добычи нефти и воды показана на рисунке 5. Снижение обводнённости в начальный период и рост добычи жидкости в более поздний период приводят к увеличению накопленной добычи нефти в вариантах с УКП. В целом, динамика по скважине №1 неустойчивая, однако применение УКП на скважинах такого типа возможно будет эффективным. Прирост по накопленной добыче нефти в варианте 2 с УКП составил 11,9%.

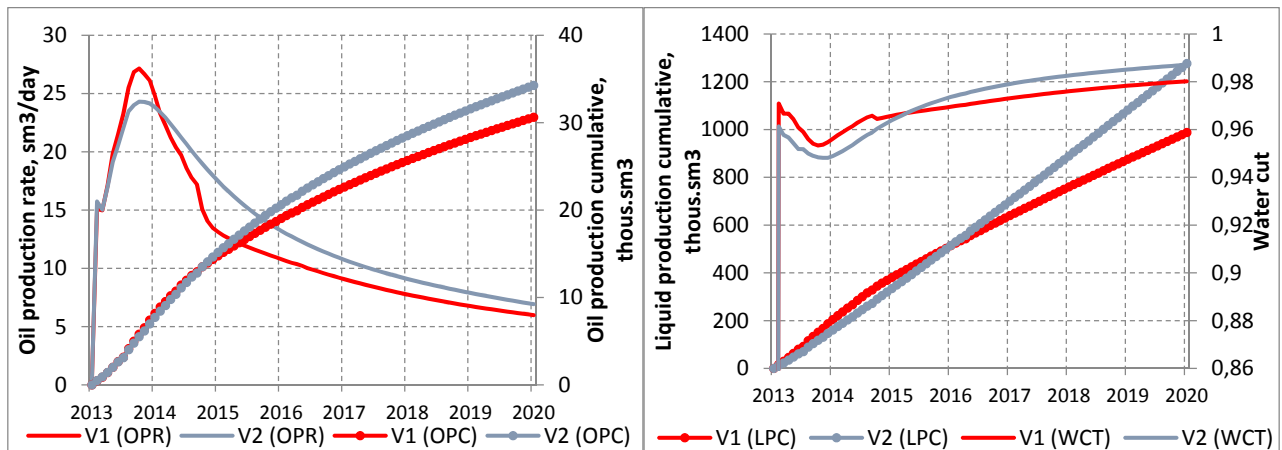
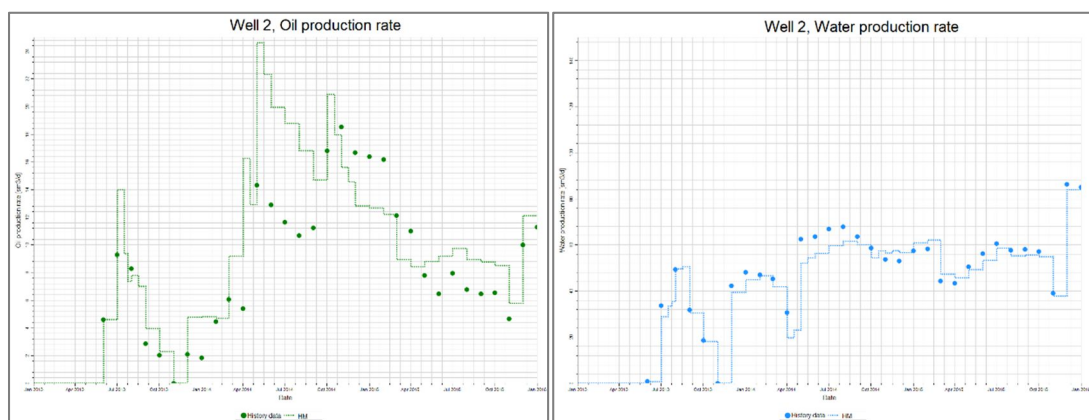


Рисунок 5 – Динамика основных показателей по прогнозным вариантам

Скважина №2 пробурена в кровлю пласта в июле 2013 года. В скважину был спущен фильтр-хвостовик $d = 102$ мм в интервале 2192-2253 м (длиной 61 м). Скважина первоначально работала с обводненностью от 60 до 90% и дебитом жидкости 30-50 м³/сут. Затем был выполнен дострел интервалов 2076-2086 м и 2150-2160 м зарядами PowerJet 2906, в результате депрессия снизилась на 10 атм при том же дебите жидкости. Через полгода выполнен второй дострел трех вышележащих интервалов, в результате дебит нефти вырос с 8 до 15 т/сут, в дальнейшем скважина работала с дебитом жидкости 62-83 м³/сут и обводненности 68-87%, забойное давление 45-88 бар.



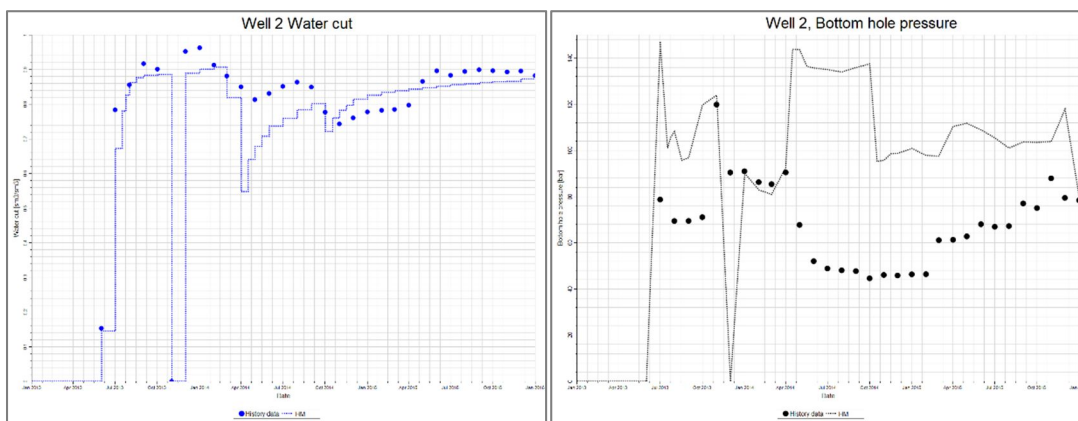


Рисунок 6 – Адаптация скважины №2 на историю разработки

По аналогии со скважиной №1, скважина №2 была разбита на ряд сегментов пакерами, установленными в зонах неколлектора. Компоновки с УКП были установлены в 4 местах. Длина компоновки составляет 12 метров (Рисунок 7).

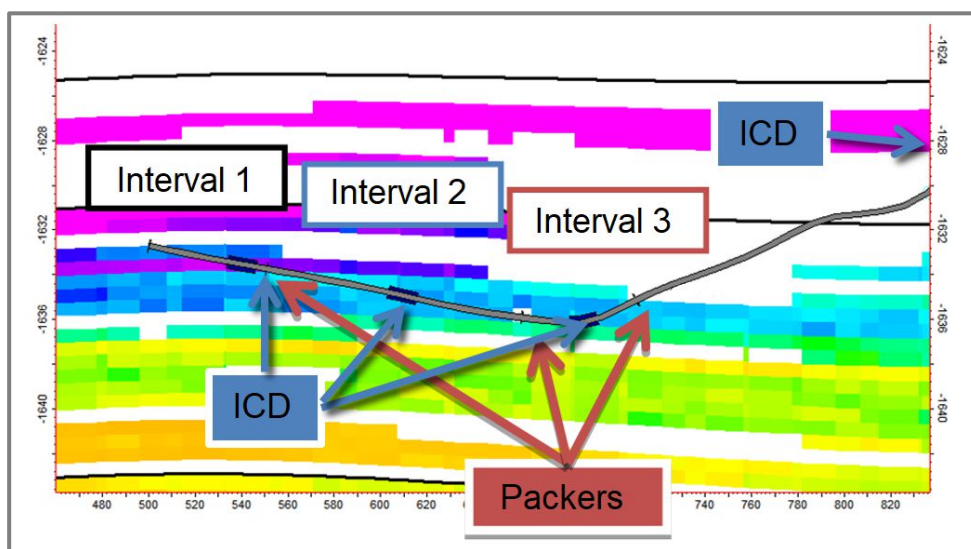


Рисунок 7 – Схема компоновки на разрезе скважины №2

На рисунке 8 показана схема компоновки ICD, указаны количество и диаметры штуцеров в каждом устройстве. Скважина разбита на сегменты пакерами, которые установлены в соответствии с траекторией скважины и данными РИГИС. На приведенной на рисунке 8 диаграмме скважины видно, что основными источниками поступления воды в скважину являются два обособленных интервала в центре скважины. Дизайн компоновки направлен на ограничение этого притока.

В сегменте 3 пакеры установлены в неколлекторе. Однако в колене скважины неколлектор отсутствует, поэтому пакер установлен в зону ухудшенных коллекторских свойств. В результате, при попытке ограничения притока воды из сегмента 4, происходит запакерный переток жидкости в сегмент 5.

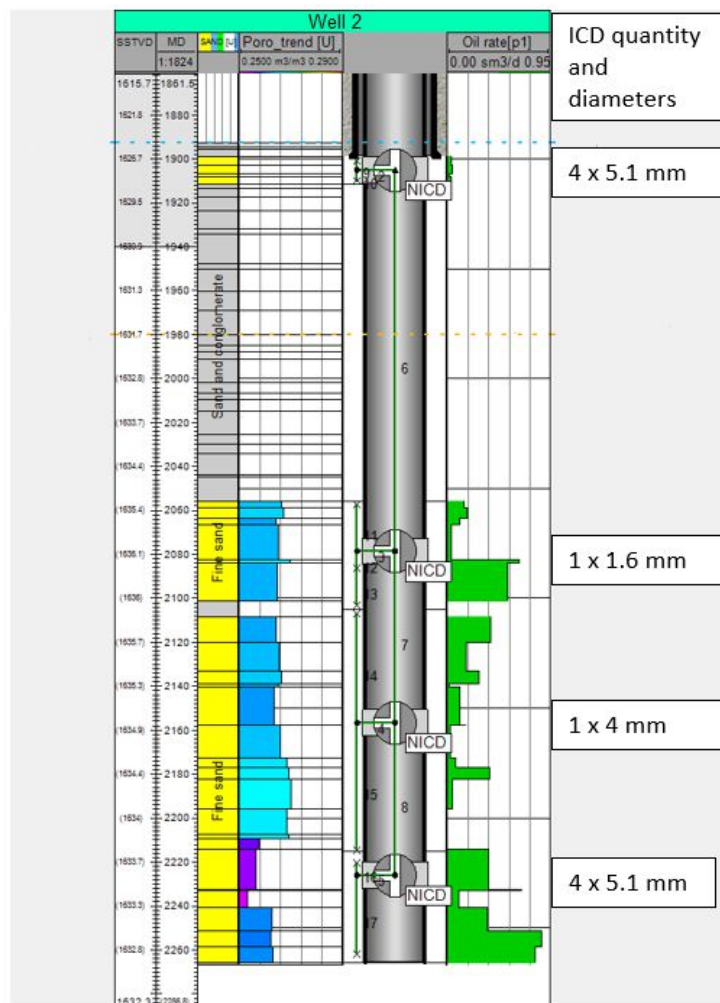


Рисунок 8 – Заканчивание скважины №2 в варианте со штуцерными УКП

Динамика дебита нефти, обводненности и накопленной добычи нефти и воды показана на рисунке 9. Синхронное включение всех продуктивных интервалов одновременно с ограничением нежелательного водопритока приводит к увеличению дебита нефти в начальный период и к увеличению накопленной добычи нефти в вариантах с УКП. Однако, целесообразность секционного заканчивания в скважине спорна ввиду отсутствия интервалов неколлектора для надежной установки пакеров.

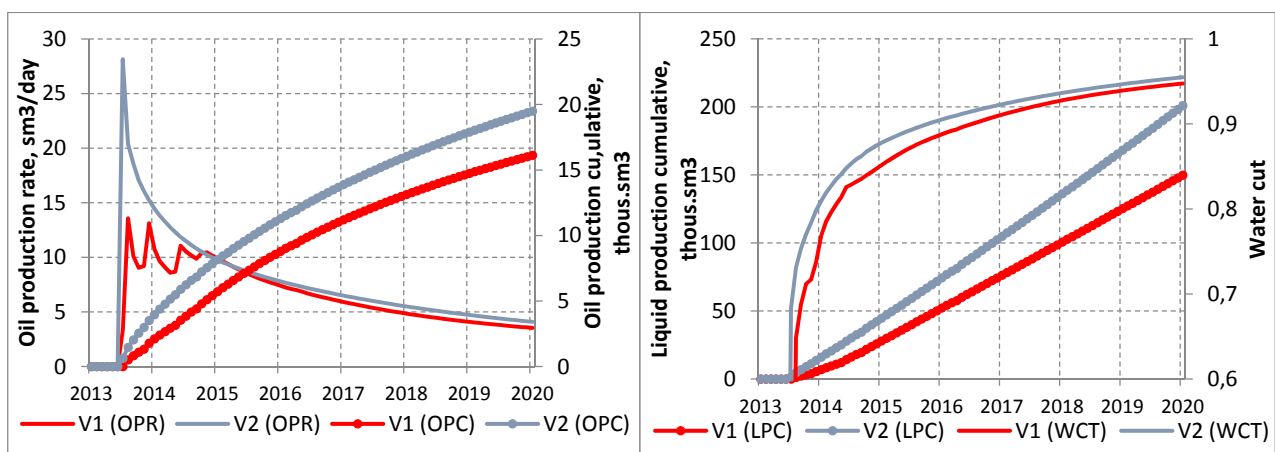


Рисунок 9 – Динамика основных показателей по прогнозным вариантам

Прирост по накопленной добыче нефти в варианте 2 с УКП составил 20,9%.

Скважина №3 пробурена в кровлю пласта, в скважину был спущен фильтр-хвостовик $d = 89$ мм в интервале 2199-2289 м (длиной 90 м), но после испытания хвостовик был цементирован и проперфорирован вышележащий интервал 2051-2091 м (720 отв.). Скважина отнесена к категории скважин с поинтервальным вскрытием, ГТМ по переводу скважины на вышележащий интервал считается успешным. Скважина работает с августа 2013 года с высокой обводненностью более 97% и дебитом жидкости 500-700 м³/сут.

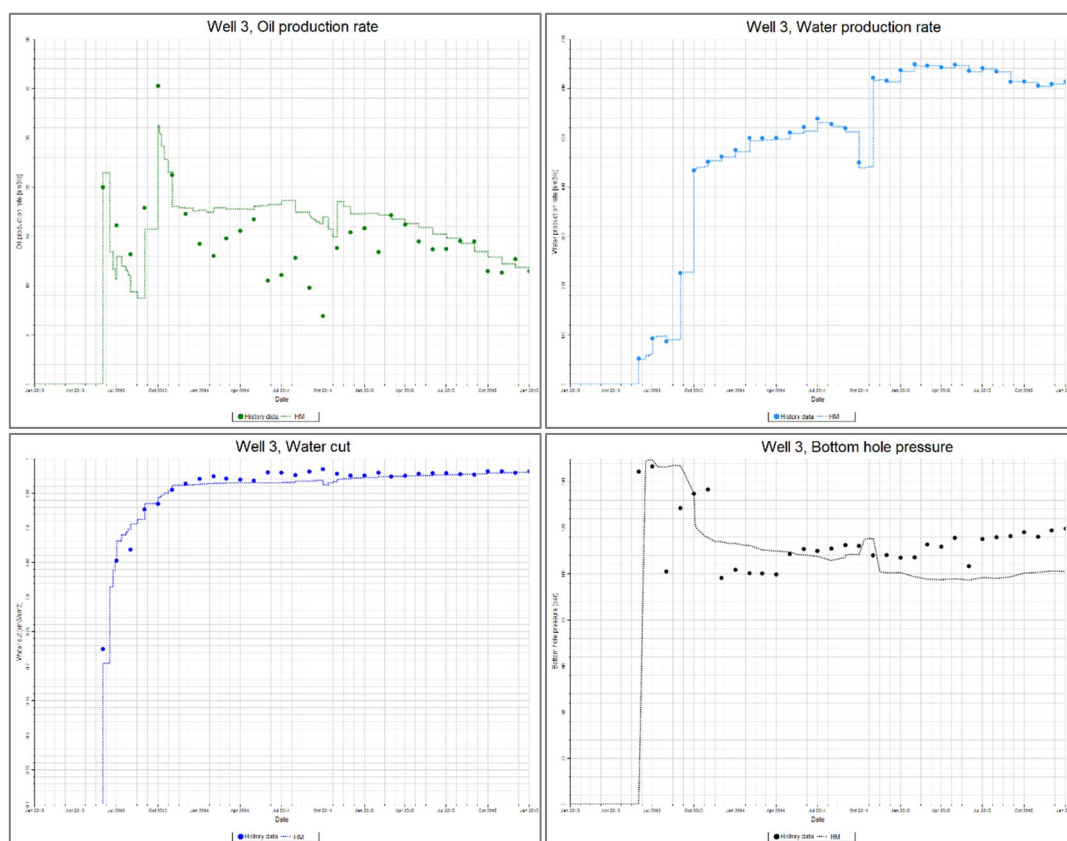


Рисунок 10 – Адаптация скважины №3 на историю разработки

При оценке варианта с компоновкой УКП, рассматриваемая скважина была разбита на ряд сегментов пакерами, установленными в зонах с низкими ФЕС. Компоновки с УКП были установлены в 3 местах. Длина компоновки составляет 12 метров (Рисунок 11).

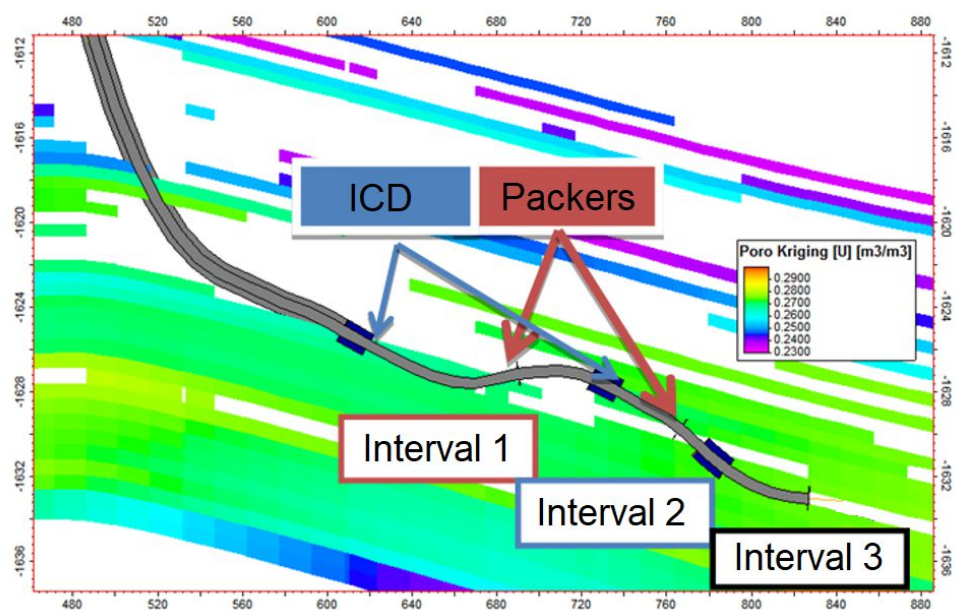


Рисунок 11 – Схема компоновки на разрезе скважины №3

На приведенной на рисунке 12 диаграмме скважины видно, что основным источником поступления воды в скважину является носок скважины. Также, вода приходит по пласту в верхнем сегменте. Дизайн компоновки направлен на ограничение этого притока. Носок скважины в базовом варианте зацементирован сразу после бурения и испытания, в варианте с УКП этот сегмент отделен пакером, и приток из него ограничен штуцером малого диаметра.

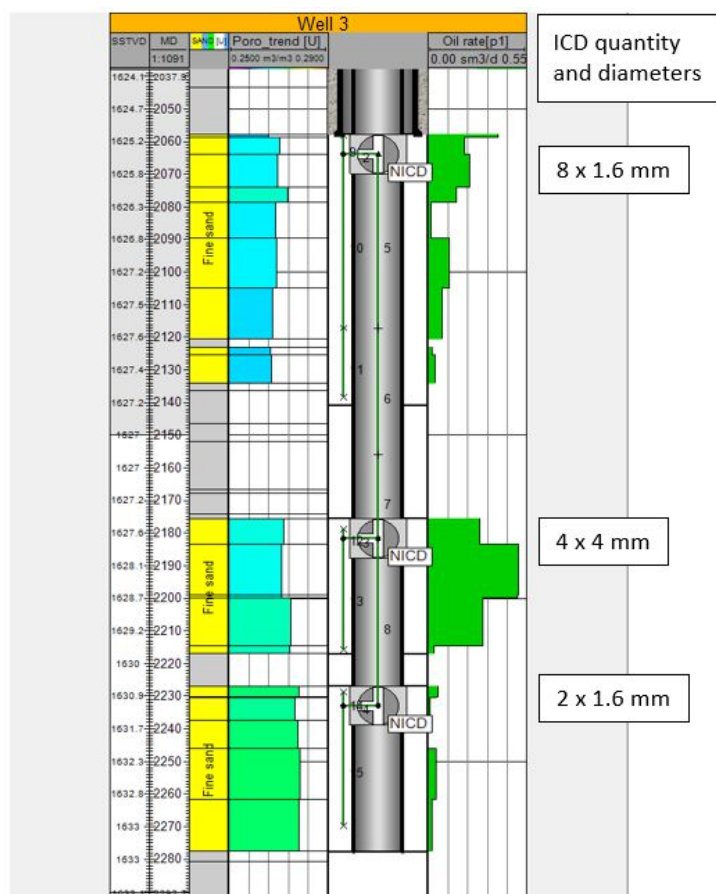


Рисунок 12 – Заканчивание скважины в варианте со штуцерными УКП

Синхронное включение всех продуктивных интервалов одновременно с ограничением нежелательного водопритока из носка приводит к увеличению дебита нефти в начальный период и к увеличению накопленной добычи нефти в варианте с УКП (Рисунок 13). Накопленная добыча нефти к 2020 году в варианте с УКП составила 17,6 тыс.м³, по базовому варианту – 12,8 тыс.м³. Прирост составил 4,8 тыс.м³ или 37,5%.

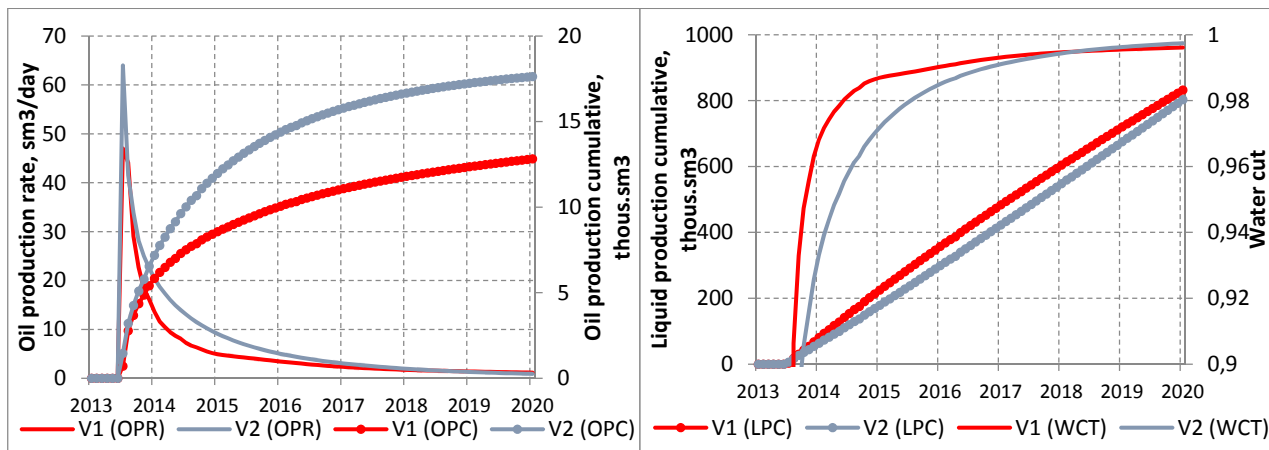


Рисунок 13 – Динамика основных показателей по прогнозным вариантам

Скважина №3 пробурена в кровлю пласта, в скважину был спущен фильтр-хвостовик $d = 89$ мм в интервале 2192-2414 м (длиной 222 м). Скважина работала с марта 2013 по август 2014 с обводнённостью более 90% и дебитом жидкости 500-700 м³/сут. После обводнения хвостовик был зацементирован и проперфорирован вышележащий интервал 2135-2158 м (360 отв.), дебит жидкости с которого составил 40-60 м³/сут при обводнённости 80-90%.

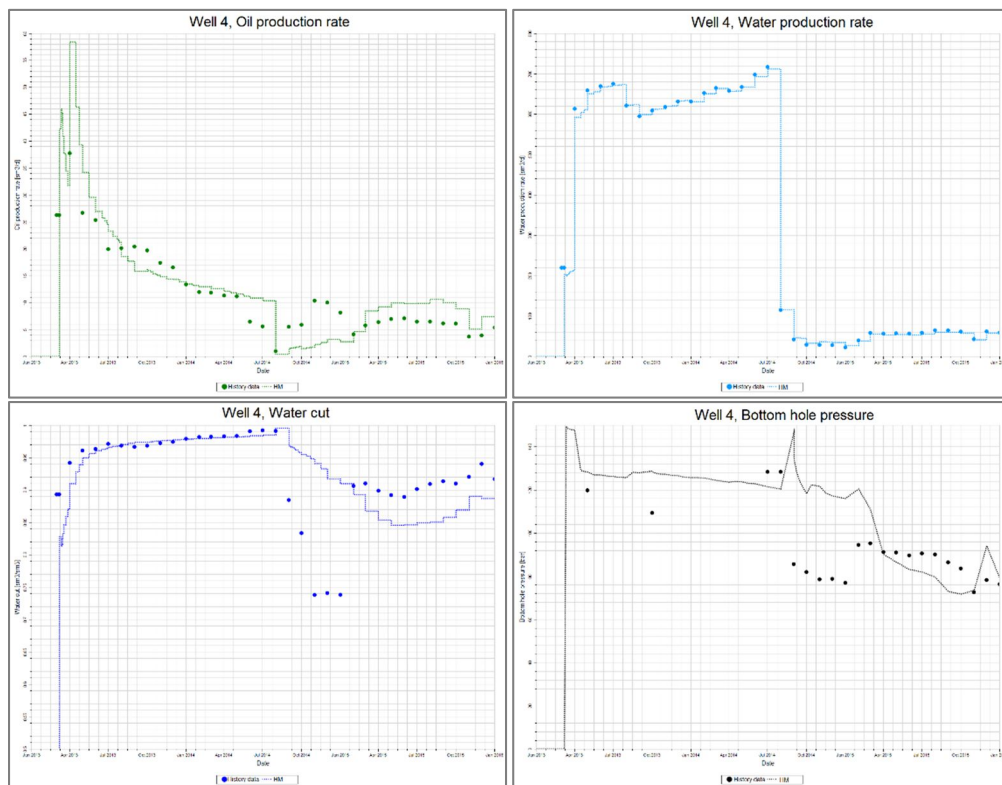


Рисунок 14 – Адаптация скважины №4 на историю разработки

При оценке варианта с компоновкой УКП, рассматриваемая скважина была разбита на ряд сегментов пакерами, установленными в зонах с низкими ФЕС. Компоновки с УКП были установлены в 3 местах. Длина компоновки составляет 12 метров (Рисунок 15).

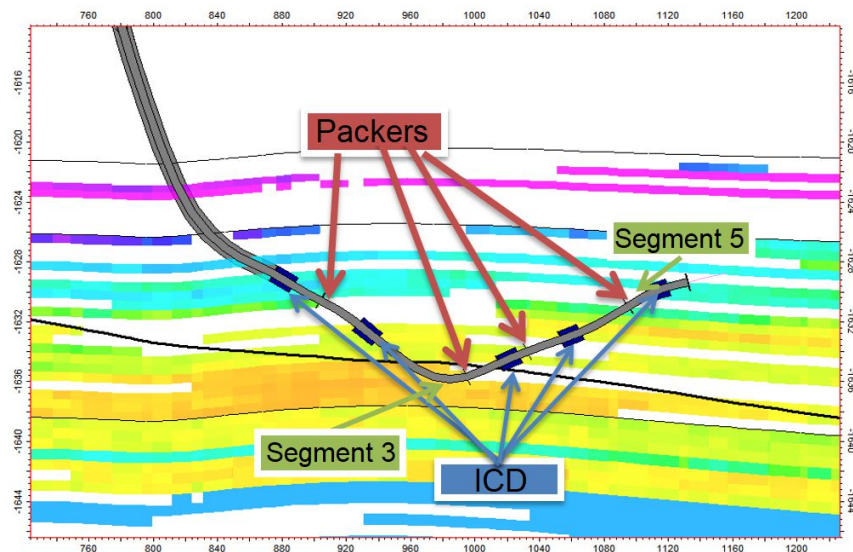


Рисунок 15 – Схема компоновки на разрезе скважины №4

Скважина разбита на 5 сегментов пакерами, которые установлены в неколлекторе. На приведенной на рисунке 16 диаграмме скважины видно, что основным источником поступления воды в скважину является сегмент 3. Высокопродуктивный коллектор в колене скважины дает 90% всей воды, однако наиболее значительная доля накопленной добычи нефти обеспечивается сегментом 5. Дизайн компоновки направлен на выравнивание притока.

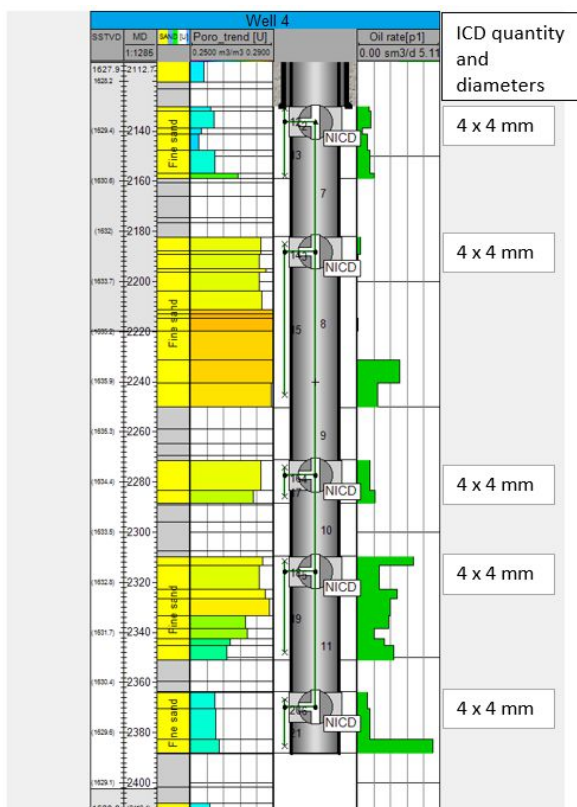


Рисунок 16 – Заканчивание скважины в варианте со штуцерными УКП

Динамика дебита нефти, обводненности и накопленной добычи нефти и воды показана на рисунке 17. Синхронное включение всех продуктивных интервалов одновременно с частичным ограничением нежелательного водопритока приводит к увеличению дебита нефти в начальный период и к увеличению накопленной добычи нефти в вариантах с УКП. Прирост по накопленной добыче нефти в варианте 2 с УКП составил 79,4%.

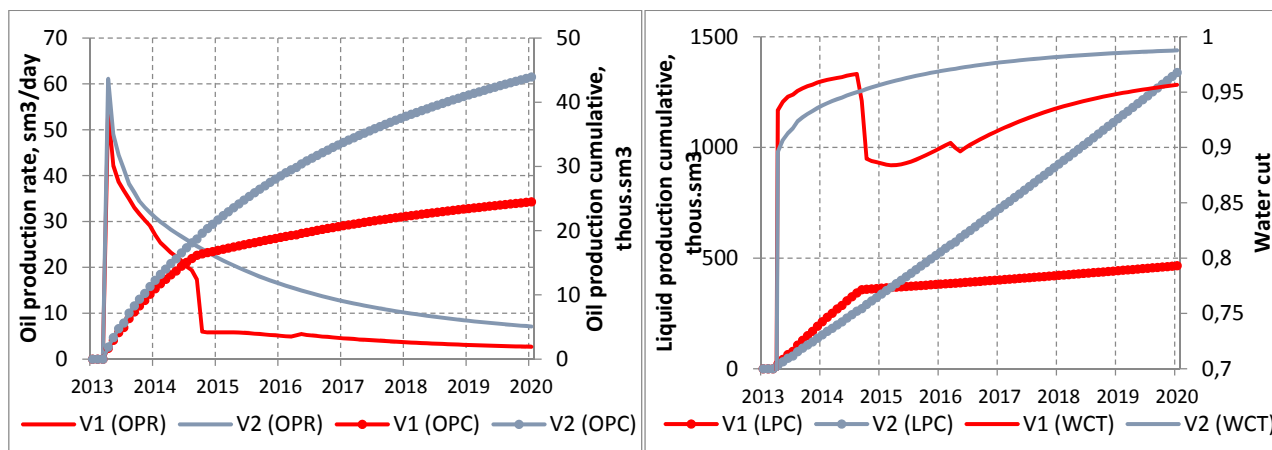


Рисунок 17 – Динамика основных показателей по прогнозным вариантам

Таким образом, очевидно, что потенциальное использование УКП штуцерного типа на скважинах, разрабатывающих нижнемеловые отложения месторождений Западной Сибири с маловязкой нефтью показывает хорошую эффективность по сравнению с традиционным заканчиванием. Наиболее подходящими кандидатами для внедрения технологии являются скважины, расположенные в зонах с высокой расчленённостью, большими остаточными извлекаемыми запасами, а также скважины с невысокой стартовой обводнённостью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Д.А. Антоненко, Р.В. Мурдыгин, Е.И. Хатмуллина, С.Л. Амирян/ Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 84-87.
2. Лукаш Островски, Новые типы устройств контроля притока. Baker Hughes SPE, 2009.
3. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20-23.
4. Семенов А.А., Киселев В.М. Моделирование работы горизонтальных скважин в условиях неоднородности распределения свойств пласта // «Engineering&Technologies». – 2011. – Вып.4. – С. 429-437.
5. Стивен Дайер и др. Интеллектуальное заканчивание: автоматизированное управление добычей. Нефтегазовое обозрение, 2008.

6. Martin P. Coronado и др. New Inflow Control Device Reduces Fluid Viscosity Sensitivity and Maintains Erosion Resistance, OTC-19811-MS, 2009.

7. S. V. Delia, и др. Field Tests of a New Generation of Flow Control Unit Able to Prevent the Gas Breakthrough in Oil Wells (Russian), SPE-178417-RU, 2015.