

## Влияние значений геолого-физических параметров на прогнозирование показателей разработки нефтяных залежей

В.Н. Мельников<sup>1</sup>, В.В. Вахрушев<sup>1</sup>, С.А. Москвитин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

**Ключевые слова:** выработка запасов, интенсивность разработки, геолого-физическая характеристика, дебит, обводненность, теоретическая характеристика вытеснения, функция Баклея – Леверетта, относительные фазовые проницаемости (ОФП), теоретическая продуктивность, гидравлический разрыв пласта (ГРП)

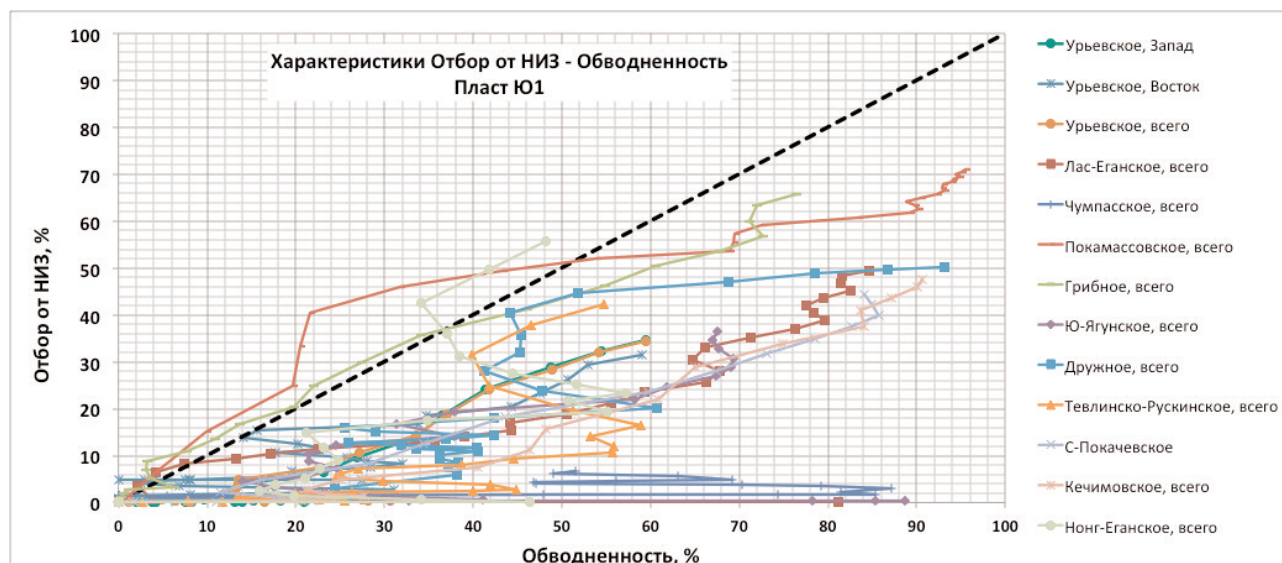
В статье дана количественная оценка влияния значений параметров геолого-физической характеристики пласта на технологические показатели разработки. Для оценки рассматривались влияние начальных геолого-физических параметров на начальные дебиты, обводненность и другие показатели и динамика параметров и показателей. Это позволило охарактеризовать процесс выработки запасов, в частности, зависимость обводненности от отбора от начальных извлекаемых запасов, а также оценить начальные дебиты, от которых часто зависит решение о вводе той или иной залежи в разработку. Кроме того, выполнен анализ влияния геолого-физических параметров на характеристику вытеснения подошвенной воды.

Для всех рассмотренных случаев разработан универсальный алгоритм построения теоретической характеристики вытеснения и расчета теоретической продуктивности.

В качестве объекта исследования в данной статье выбран пласт Ю<sub>1</sub>, являющийся для Западной Сибири региональным. Продуктивность верхнеюрских отложений установлена на большинстве месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (более 200). Ниже приведена геолого-физическая характеристика пласта Ю<sub>1</sub> (в скобках указаны средние значения параметров).

Пористость .....	0,13–0,19 (0,16)
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> .....	0,3–149,3 (22,1)
Песчанистость .....	0,07–0,79 (0,46)
Расчлененность .....	1–9 (3)
Нефтенасыщенность .....	0,3–0,65 (0,53)

Из анализа динамика выработки запасов (рис. 1) можно сделать вывод, что разработка 95 % залежей пласта Ю<sub>1</sub> на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» недостаточно эффективна. Очевидно, что более объективную оценку эффективности выработки запасов можно получить, только на основании расчетов.



**Рис. 1. Характеристики вытеснения по основным месторождениям распространения регионального объекта Ю<sub>1</sub>**

На форму характеристик вытеснения влияет множество факторов, таких как проницаемость, вязкость нефти, нефтенасыщенность, наличие и свойства водонасыщенной части, анизотропия свойств, динамика разбуривания, конструкция скважин, применяемые технологии повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Комплексное влияние всех факторов на технологические показатели разработки можно учесть только с применением геолого-гидродинамической модели.

При прогнозировании динамики технологических показателей разработки с помощью инженерных методик, без применения гидродинамических моделей, обычно используется ряд упрощений. В данном случае сделано допущение, что учесть влияние геолого-физической характеристики рассматриваемых объектов на динамику технологических показателей (обводненность добываемой продукции и дебит жидкости) можно, используя теоретическую кривую вытеснения, полученную по результатам специальных исследований относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [1].

Процесс вытеснения нефти водой описывается функцией Баклея –Левретта  $f(S_B)$  ( $S_B$  – водонасыщенность):  $f(S_B) = 0$  при критической водонасыщенности,  $f(S_B) = 1$  при предельной водонасыщенности. Функция  $f(S_B)$  описывает зависимость доли подвижной воды в потоке от текущей водонасыщенности, т.е. упрощенно характер изменения обводненности при изменении нефтенасыщенности от начальной (отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) равен 0) до остаточной (отбор от НИЗ – 100 %). Для удобства практического применения предложено преобразовать оси ОФП в систему координат обводненность – отбор от НИЗ (рис. 2).

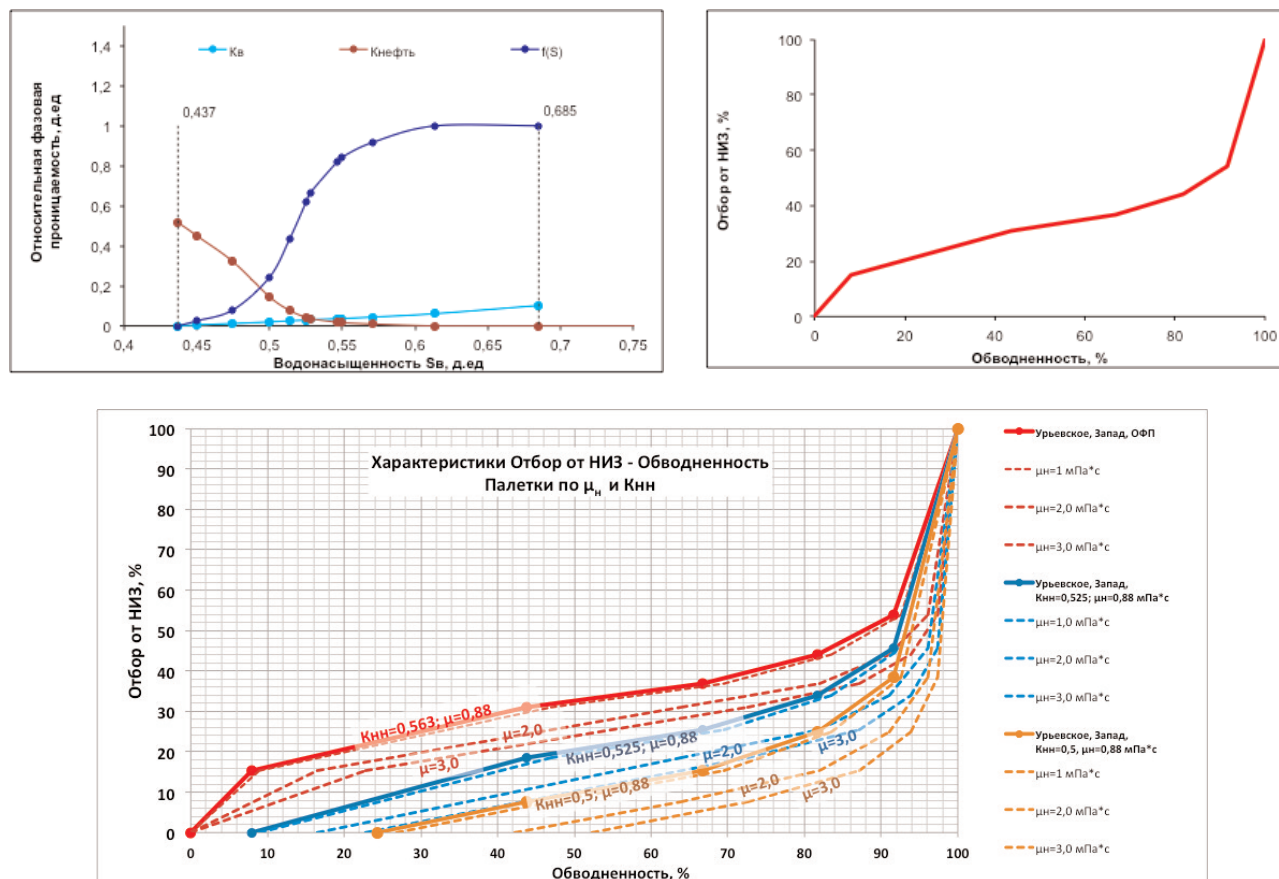


Рис. 2. Пример преобразования функции Баклея – Леверетта в зависимость отбора от НИЗ от обводненности

На вид функции Баклея – Леверетта влияют вязкости насыщающих флюидов и ОФП для нефти и воды, которые, в свою очередь, в каждый момент времени зависят от текущей нефтенасыщенности. На основе полученной теоретической кривой можно построить палетки (см. рис. 2), учитывающие изменение начальной нефтенасыщенности, вязкости нефти и других параметров. Подобные палетки можно использовать для прогноза как по новым, так и по разрабатываемым месторождениям. При этом в случае отличия параметров объекта-аналога необходимо вводить поправки. Как показал анализ, наибольшее влияние на характеристику вытеснения для рассматриваемых отложений оказывает начальная нефтенасыщенность [2].

На динамику дебита жидкости влияют два основных фактора: фазовые проницаемости и процесс формирования воронки депрессии. В данной работе рассмотрено только влияние фазовых проницаемостей. На их основе возможно рассчитать теоретическую продуктивность (относительный дебит жидкости), которая является безразмерной величиной и показывает характер изменения дебита жидкости относительно первоначального в зависимости от текущей обводненности. Изменение обводненности в процессе разработки влияет на ОФП для нефти и воды. Как сле-

дует из закона фильтрации, при прочих неизменных условиях изменение дебита жидкости будет пропорционально изменению суммарной подвижности нефти и воды  $\bar{k}_B/\mu_B + \bar{k}_H/\mu_H$  ( $k_B, k_H$  – проницаемость соответственно для воды и нефти,  $\mu_B, \mu_H$  – вязкость соответственно воды и нефти). Исходя из этого, теоретическую продуктивность возможно записать в виде  $(\bar{k}_{B_i}/\mu_B + \bar{k}_{H_i}/\mu_H)/(\bar{k}_{B_0}/\mu_B + \bar{k}_{H_0}/\mu_H)$  (индексы  $i$  и  $0$  соответствуют текущий и начальным показателям). Для практического применения целесообразно использовать систему координат относительный дебит жидкости – обводненность (рис. 3).

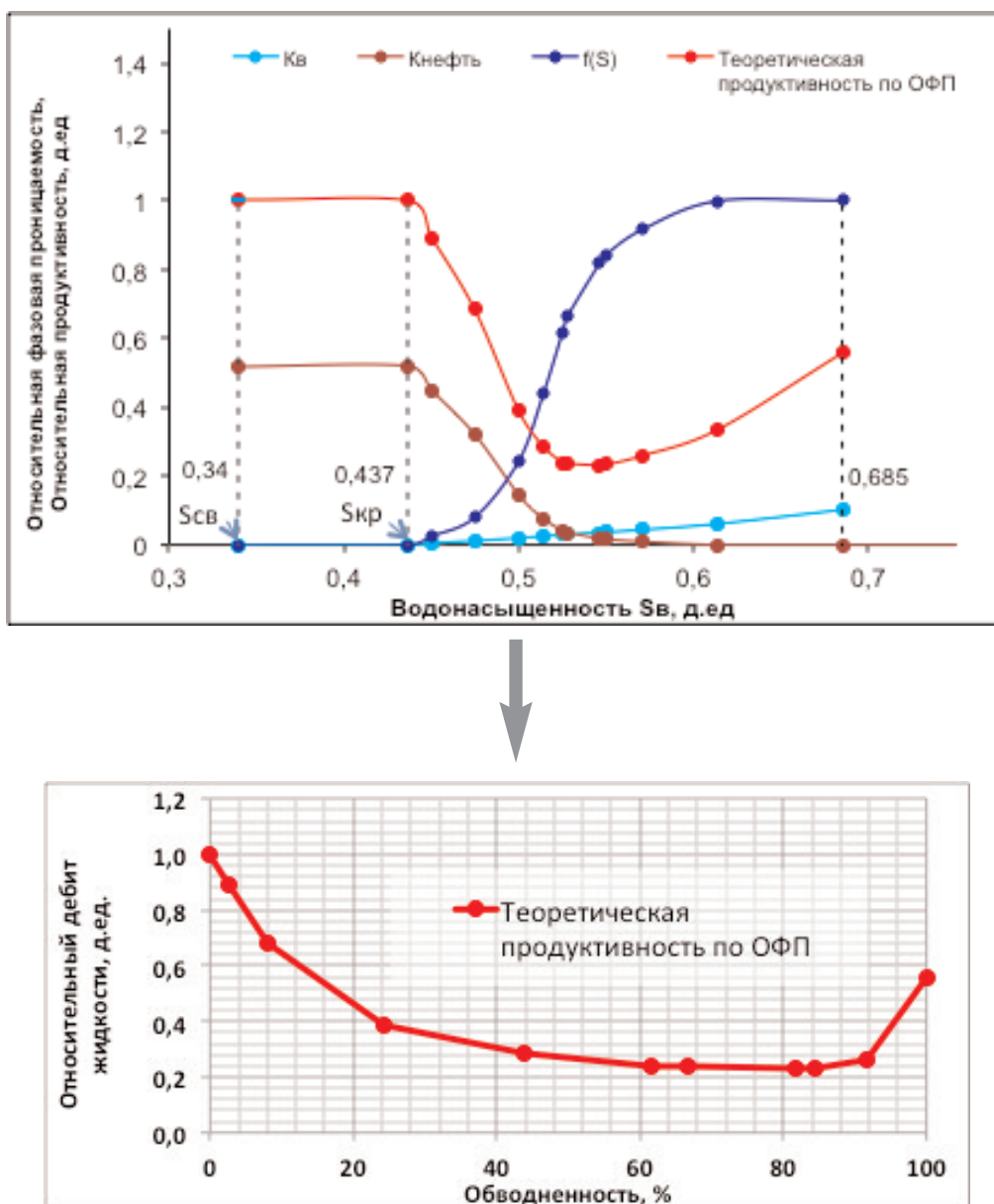


Рис. 3. Теоретическая продуктивность по ОФП

### Влияние подошвенной воды на характеристику вытеснения

Теоретическая характеристика вытеснения, полученная на основе функции Баклея – Леверетта, позволяет прогнозировать динамику выработки запасов для случая чисто нефтяной зоны пласта (ЧНЗ). Когда присутствует водонефтяная зона (ВНЗ), возникает необходимость введения поправок. Примем следующие допущения: величина НИЗ является постоянной; различие кривых заключается в динамике роста обводненности. По определению, обводненность характеризует долю воды в продукции скважин. Ее величина является следствием соотношения подвижностей воды и суммарной подвижности нефти и воды. Дополнительно введя в расчет подвижность воды, поступающей из водонасыщенной части пласта, можно учесть изменение обводненности в условиях ВНЗ. Толщина водонасыщенной части пласта учитывается коэффициентом, равным отношению нефтенасыщенной и водонасыщенной толщин.

В качестве примера рассмотрим два частных случая.

1. Толщина водонасыщенной части пласта в два раза меньше толщины нефтенасыщенной  $h_{\text{В}}/h_{\text{Н}} = 0,5$ . В этом случае обводненность следует рассчитывать с учетом функции:

$$f = \frac{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + 0,5 \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{Н}}}}{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + 0,5 \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{Н}}}{\mu_{\text{Н}}}},$$

где  $k_{\text{В.В}}$ ,  $k_{\text{В.Н}}$  – проницаемость для воды соответственно водонасыщенной и нефтенасыщенной части пласта.

2. Толщины сопоставимы  $h_{\text{В}} = h_{\text{Н}}$ . В этом случае для расчета обводненности используется функция

$$f = \frac{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{Н}}}}{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{Н}}}{\mu_{\text{Н}}}}.$$

На рис. 4 представлен получаемый вид теоретической характеристики вытеснения.

Аналогичным образом вносятся поправки в вид кривой теоретической продуктивности (рис. 5).

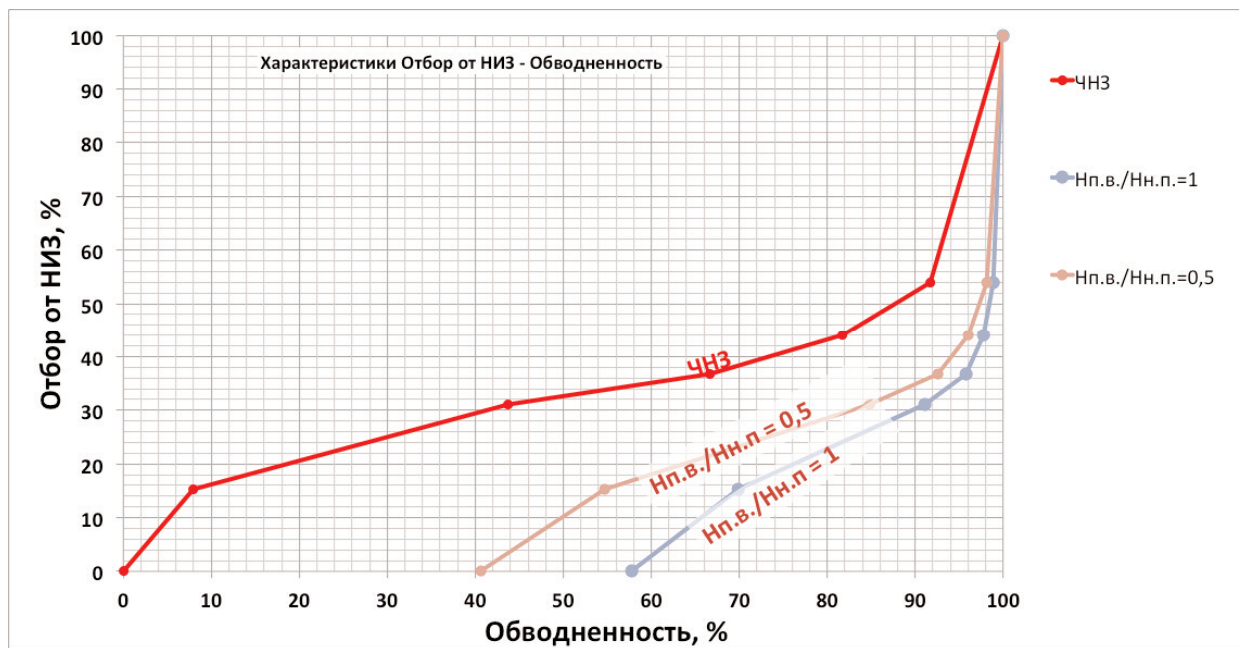


Рис. 4. Влияние подошвенной воды на характеристику вытеснения ( $H_{п.в.}$ ,  $H_{н.п.}$  – толщина соответственно водонасыщенной и нефтенасыщенной части пласта)

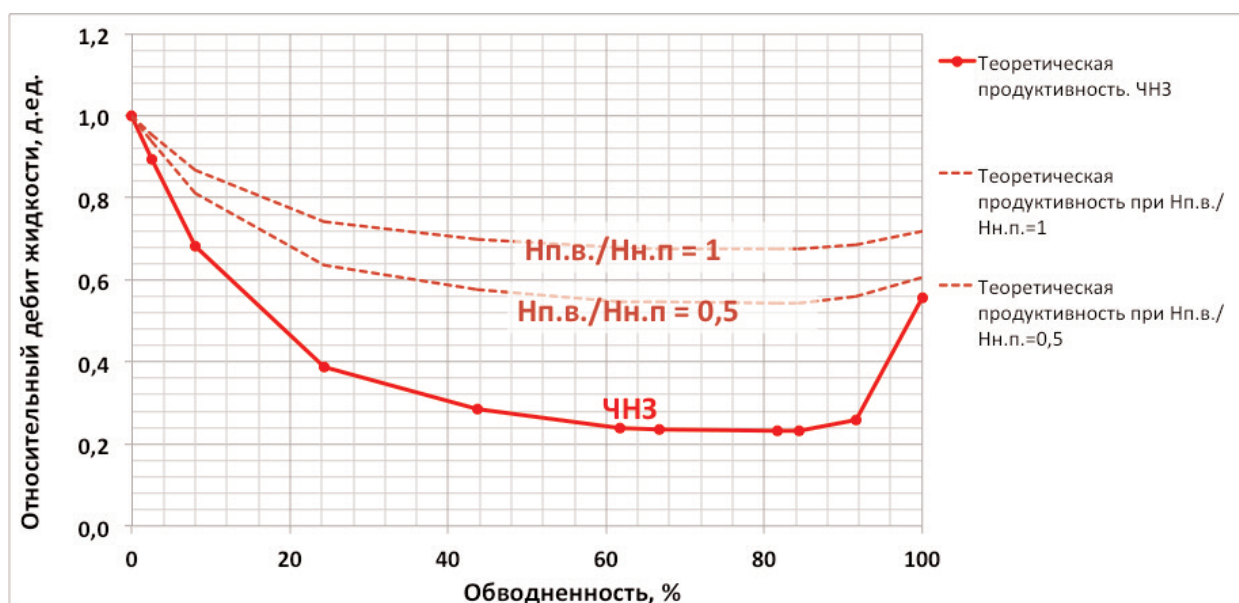


Рис. 5. Влияние подошвенной воды на теоретическую продуктивность

### Влияние гидроразрыва пласта (ГРП) в пробуренной скважине на характеристику вытеснения в ЧНЗ

Выполнена оценка влияния ГРП и многостадийного ГРП на вид характеристики вытеснения для случая ЧНЗ. Доля потенциально подвижной дополнительной воды в пласте определяется соотношением  $(S_{кр} - S_{св}) / (S_{пред} - S_{св})$  ( $S_{кр} - S_{св}$  – доля связанной воды, фильтрация которой возможна даже при предельной нефтенасыщенности коллектора в ЧНЗ при определенных «экстремальных» условиях, когда

преодолеваются капиллярные силы, удерживающие воду в порах;  $S_{кр}$  – водонасыщенности, после превышения которой начинается фильтрация воды в пласте (получена по результатам специальных исследований керна);  $S_{св}$  – остаточная водонасыщенность (минимально возможное значение);  $S_{пред}$  – предельная водонасыщенность). С учетом этого можно внести поправки в вид теоретической характеристики вытеснения, рассчитав начальную обводненность с использованием функции

$$f_{нач} = \frac{S_{в.нач} - S_{в.ост}}{(S_{в.нач} - S_{в.ост}) + (S_{н.нач} - S_{н.ост})},$$

где  $S_{в.нач}$ ,  $S_{в.ост}$  – соответственно начальная и остаточная водонасыщенность;  $S_{н.нач}$ ,  $S_{н.ост}$  – соответственно начальная и остаточная нефтенасыщенность

Вид теоретической кривой с учетом поправок показан на рис. 6. Фактические данные о работе скважин с ГРП подтверждают полученные зависимости. При этом следует отметить, что с уменьшением начальной нефтенасыщенности пласта уменьшается изгиб кривой в начальный период, т.е. ГРП влияет на начальную обводненность в меньшей степени. Последнее объясняется тем, что в недонасыщенных пластах доля дополнительно подключаемой связанной воды существенно меньше текущего объема свободной воды в коллекторе.

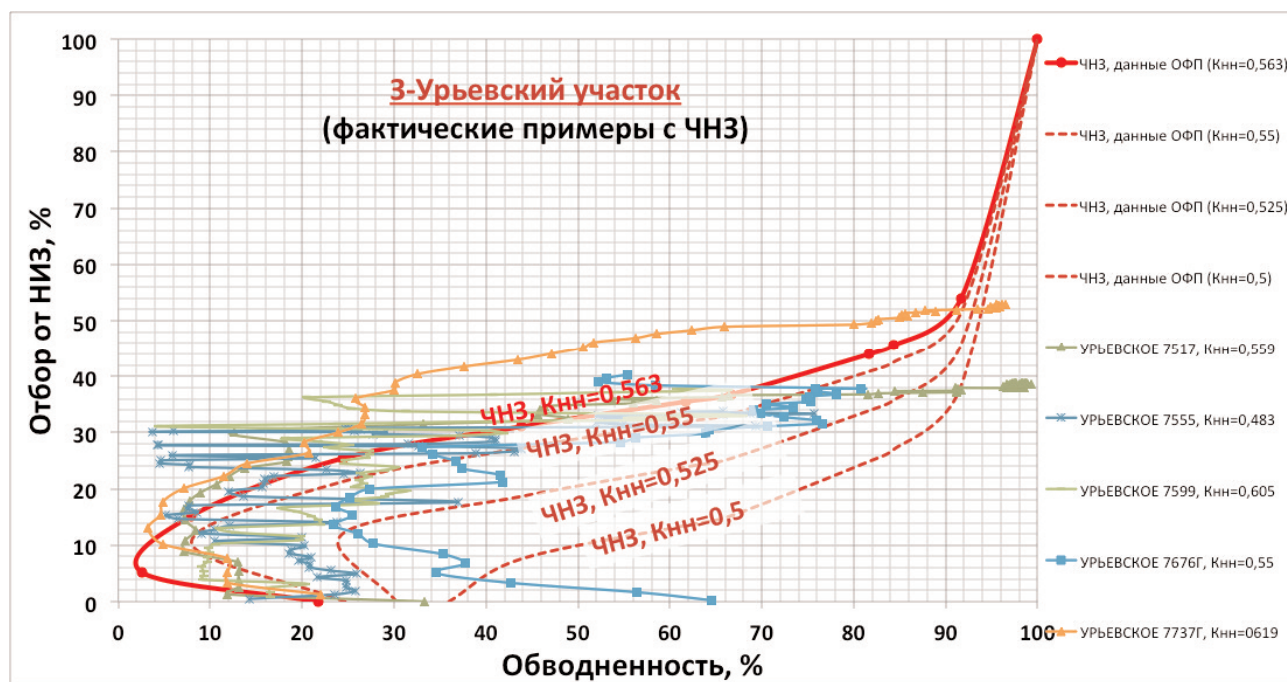


Рис. 6. Влияние ГРП в пробуренных скважинах на характеристику вытеснения в ЧНЗ

Таким образом, в работе обоснован подход к проведению оценки текущего состояния разработки и прогноза динамики технологических показателей разработки без применения гидродинамических моделей. Дано теоретическое обоснование фактических видов кривых. Представленный подход позволяет повысить обоснованность прогноза динамики технологических показателей разработки.

В настоящее время работа по обобщению опыта разработки объекта Ю<sub>1</sub> продолжается, ведется дальнейший анализ возможности учета факторов, влияющих на выработку запасов и показатели разработки при прогнозе технологических показателей (например, формирование воронки депрессии).

### Список литературы

1. *Уолкотт Д.* Разработка и управление месторождениями при заводнении. - Москва: Schlumberger, 2001 – 144 с.
2. *Обобщение опыта эксплуатации объектов ЮВ1 и ЮС1 месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / Л.Д. Рачева, С.В. Левагин, И.С. Соколов, В.Н. Мельников // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2013. – С. 343–351 с.*