



**А.А. Бородкин**  
ООО «Газпромнефть НТЦ»<sup>1</sup>  
начальник управления геологии и  
и разработки зарубежных и  
совместных активов  
Borodkin.AA@gazpromneft-ntc.ru



**О.Ю. Савельев**  
ООО «Газпромнефть НТЦ»<sup>1</sup>  
начальник отдела международных  
проектов  
Savelev.OY@gazpromneft-ntc.ru



**М.В. Наугольнов**  
ООО «Газпромнефть НТЦ»<sup>1</sup>  
ведущий специалист отдела  
международных проектов  
Naugolnov.MV@gazpromneft-ntc.ru



**С.В. Кайгородов**  
ООО «Газпромнефть НТЦ»<sup>1</sup>  
начальник отдела геологии и  
разработки месторождений «SPD»  
Kaygorodov.SU@gazpromneft-ntc.ru



**И.Ф. Талипов**  
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»<sup>2</sup>  
главный геолог  
Ishat.Talipov@salympetroleum.ru



**Ф.В. Гришко**  
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»<sup>2</sup>  
заместитель главного геолога  
по разработке  
Fedor.Grishko@salympetroleum.ru

# Построение характеристик вытеснения для недонасыщенных коллекторов на примере Западно-Салымского месторождения

1. Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, 77, МФК «У Красного моста»; 2. Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, 31, торгово-деловой центр «Новинский», 6 этаж.

*Авторы описывают реализованный подход к восстановлению характеристических кривых вытеснения на основе фактических данных эксплуатации скважин и минимальной необходимой геологической информации для условий Западно-Салымского месторождения, главными особенностями которого являются недонасыщенный характер коллектора, высокая степень расчлененности и неоднородности*

**Ключевые слова:** характеристики вытеснения; недонасыщенный коллектор; мониторинг добычи

**Х**арактеристические кривые вытеснения, описывающие изменение степени выработки месторождения от темпов обводнения, являются широко используемым способом прогнозирования и анализа состояния разработки, оценки эффективности проведения технологических мероприятий в условиях ограниченного ресурса времени и отсутствия полномасштабных трехмерных гидродинамических моделей. Корректно построенная характеристическая кривая вытеснения позволяет с высокой степенью достоверности оценивать геологические и извлекаемые запасы, конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) для сложившейся системы разработки, а также вести контроль за состоянием

**Рассмотренные характеристики вытеснения используются не только для прогнозирования и анализа состояния разработки и оценки эффективности проведения технологических мероприятий, но и для проведения контроля над состоянием разработки, отслеживанием изменения фактических показателей в сравнении с проектными и выявления проблемных участков месторождения**

разработки и отслеживать изменение фактических показателей разработки в сравнении с проектными. Достоинством характеристик вытеснения является возможность максимального интегрального учета геологических и технологических факторов, влияющих на разработку месторождения, при минимальных трудозатратах.

В статье описывается реализованный подход к восстановлению характеристических кривых вытеснения на основе фактических данных эксплуатации скважин и минимальной необходимой геологической информации для условий Западно-Салымского месторождения,

главными особенностями которого являются недонасыщенный характер коллектора, высокая степень расчлененности и неоднородности.

**Исходная информация и основные предпосылки**

Входной информацией для проведения анализа и построения характеристик вытеснения явились лабораторные исследования ядра и результаты интерпретации геофизических исследований скважин.

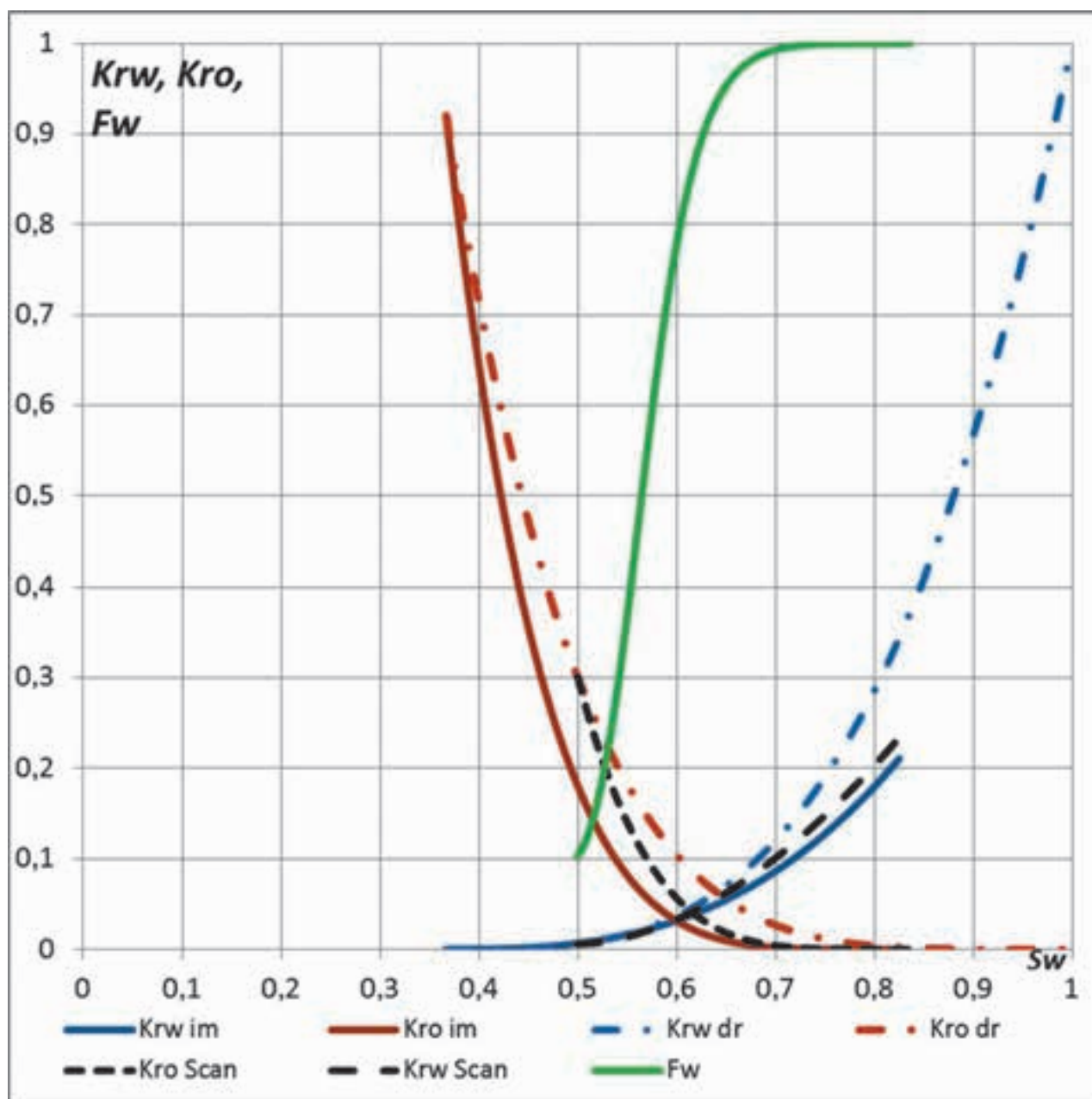
На основе рутинных исследований ядра были определены значения пористости и проницаемости коллектора. Все значения проницаемости были разбиты на несколько классов по отношению проницаемость/пористость. Фильтрационные исследования ядра позволили определить значения коэффициента вытеснения, конечных точек фазовых проницаемостей и степенных коэффициентов Кори.

На основе результатов интерпретации геофизических исследований скважин были определены значения проницаемости, пористости и нефтенасыщенности, а также был построен геостатистический разрез ГСР, который был использован для оценки коэффициента охвата пласта по мощности по методу *Dykstra-Parsons* [1, 2] и определения значения коэффициента вариации проницаемости  $V_{DP}$ .

Для организации и упрощения процесса мониторинга разработки Западно-Салымское месторождение было разделено на блоки. Детальное изучение каждого блока месторождения в дальнейшем проводилось отдельно. Для каждого блока были рассчитаны:

- средневзвешенные по эффективному объему выше зеркала свободной воды значения проницаемости;
- средневзвешенные по поровому объему выше ВНК значения начальной нефтенасыщенности ( $S_{oi}$ ) и водонасыщенности ( $S_{wi}$ );
- значения остаточной нефтенасыщенности ( $S_{or}$ ), определенные для каждого блока согласно выбранному классу проницаемости с использованием средневзвешенных по поровому объему значений  $S_{oi}$  и коэффициентов вытеснения;
- значения остаточной водонасыщенности ( $S_{wc}$ ), определенные для каждого блока согласно выбранному классу проницаемости с использованием модели Брукса-Кори [3].

В качестве допущения при проведении анализа было принято, что среднее пластовое давление в блоке постоянно и система разработки в пределах блока окончательно сформирована. Для ряда блоков в качестве реализованной была принята пятиточечная



**Рис. 1.**  
Сканирующие кривые фазовых проницаемостей

система разработки, для ряда других блоков – девятиточечная.

**Построение характеристик вытеснения**

На следующем этапе для каждого блока была построена типовая кривая роста обводненности – характеристика вытеснения. Под характеристикой вытеснения в данном случае понимается зависимость изменения обводненности скважинной продукции от выработки запасов (достижения КИН) в процессе разработки. Свойственные месторождениям Салымской группы неопредельный характер насыщения коллектора и, как следствие,

высокая начальная обводненность, а также слоистая неоднородность пласта, продемонстрировали невозможность построения характеристик вытеснения, удовлетворяющих историческим данным разработки, известными методами. Для достижения высокой сходимости между фактическими показателями работы блока и характеристиками вытеснения авторами был реализован специальный подход, позволяющий максимально учесть геолого-физические параметры месторождения и особенности его разработки.

Ввиду того, что пласты Западно-Салымского месторождения имеют неопредельный характер насыщения и представляют собой протяженную переходную водонефтяную зону, при описании процесса фильтрации необ-

ходимо учитывать явление гистерезиса фазовых проницаемостей, проявляющееся в виде разницы в поведении кривых ОФП (рис. 2). Такой процесс фильтрации в коллекторе описывается сканирующими (промежуточными) кривыми ОФП, которые являются переходными между кривыми процесса дренирования (вытеснение воды нефтью) и кривыми процесса пропитки (вытеснение нефти водой). При построении характеристик вытеснения данное явление моделируется по методике, описанной Килоу [4]. Расчет при этом производится при средних значениях нефтенасыщенности, проницаемости и пористости, заданных в пределах каждого блока. Концевые точки фазовых проницаемостей взяты из результатов лабораторных исследований керна в соответствии с классом коллектора.

На рис. 1 можно увидеть разницу между процессами дренирования (обозначены штрих-пунктиром) и пропитки (обозначены сплошной линией) в пластах, являющихся переходной водонефтяной зоной. Сканирующие кривые ОФП показаны на графике пунктирной линией. Использование сканирующих кривых ОФП позволяет учесть величину стартовой обводненности скважинной продукции. Полученная кривая обводнения (кривая фракционного потока Баклея-Левретта,  $F_w$ ) также приведена на рис. 1.

Поскольку пласты на месторождениях Салымской группы имеют высокую слоистую неоднородность, полученные сканирующие кривые ОФП модифицируются для неоднородного пласта по методу Уэлджа [4, 5]. Следует отметить, что оценка влияния слоистой неоднородности пласта на процесс вытеснения может проводиться с использованием как реального геостатистического разреза, так и с использованием упрощенного ГСР без существенной потери точности. В рассматриваемом случае был выбран второй подход с использованием средних для каждого блока значений мощности пласта, пористости и насыщенности. При этом слоистая неоднородность пласта для каждого блока восстанавливается на основе средней проницаемости и коэффициента вариации проницаемости Дикстра-Парсонса ( $VDP$ ) [2].

После того, как произведен учет неоднородности течения флюида, возникающей в поровых каналах, и неоднородности, возникающей в результате течения флюида в пласте по вертикальному разрезу, необходимо выполнить оценку неоднородности, возникающей из-за невыдержанности и прерывистости коллектора по площади. Поэтому на следующем этапе полученные ранее характеристики вытеснения

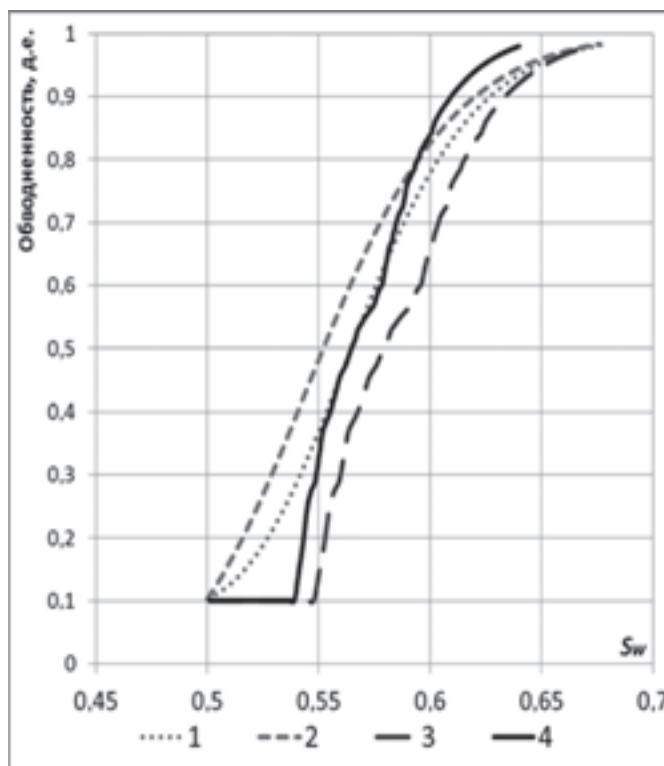
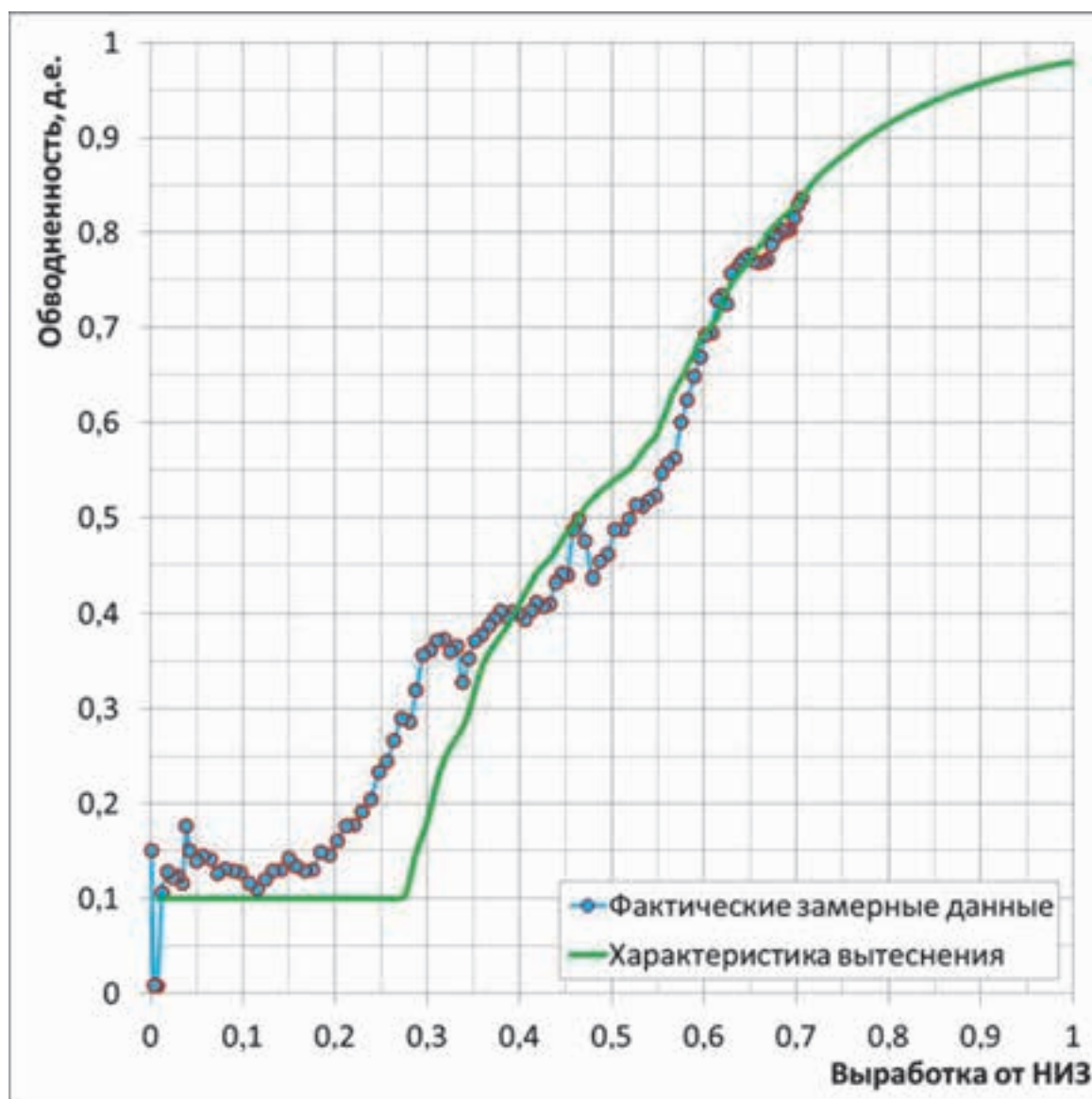


Рис. 2. Изменение характеристики вытеснения по мере учета неоднородностей коллектора

сначала пересчитываются с учетом фактического значения плотности сетки скважин внутри блока при реализованной пяти- или девяти-точечной системе разработки. Для подобного 2D-моделирования используется *stream-line* симулятор. Затем полученная характеристика вытеснения, содержащая информацию о сложившейся в пределах блока системе разработки, масштабируется с учетом площадной неоднородности и расчлененности коллектора. Показателем неоднородности пласта по площади при этом является коэффициент охвата сеткой скважин, характеризующий невозможность вовлечения в разработку всех линз и пропластков расчлененного коллектора. Данный коэффициент охвата рассчитывается на основе пространственных статистических характеристик – распределения линз по горизонтальному и вертикальному размерам и определения количества нескрытых линз [6].

Сравнение кривых вытеснения, полученных на каждом из этапов, представлено на рис. 2 в координатах «насыщенность» – «обводненность». Линией «1» на рисунке обозначена функция Баклея-Левретта, рассчитанная с использованием сканирующих кривых фазовых проницаемостей, настроенная на стартовую обводненность блока. Линия «2» – модифицированная функция Баклея-Левретта для условий слоисто-неоднородного пласта. Как



**Рис. 3.** Сравнение полученной результирующей характеристики вытеснения и фактических данных эксплуатации

можно увидеть из сравнения линий «1» и «2», темпы роста обводненности для неоднородного пласта выше, чем для однородного пласта. Кривая «3» демонстрирует характеристику вытеснения, смоделированную для одного элемента разработки с использованием 2D *stream-line* симулятора на основе модифицированных кривых фазовых проницаемостей. Кривая «4» показывает характеристику вытеснения, скорректированную с учетом коэффициента охвата сеткой скважин всего месторождения по площади. Следует отметить, что с каждым этапом учета неоднородностей коллектора происходит увеличение значения остаточной нефтенасыщенности ( $S_{or}$ ). На начальном этапе расчетов значение  $S_{or}$  соответствовало доли остаточного нефтенасыщения керна. После проведения

расчетов значение  $S_{or}$  значительно выросло, поскольку в ее долю вошел объем нефти, невозможный к извлечению из-за разного рода неоднородностей коллектора.


Итоговая характеристика вытеснения для одного из блоков, максимально учитывающая неоднородность пласта и геометрию системы разработки, приведена на **рис. 3** в координатах «Выработка от начальных извлекаемых запасов (НИЗ)» – «Обводненность». Как видно из **рис. 3**, полученная характеристика вытеснения обладает высокой сходимостью с фактическими данными. Кривая фактических замерных данных была построена на основе ежемесячных эксплуатационных рапортов.

Рассмотренные характеристики вытеснения используются не только для прогно-

зирования и анализа состояния разработки и оценки эффективности проведения технологических мероприятий, но и для проведения контроля над состоянием разработки, отслеживанием изменения фактических показателей в сравнении с проектными и выявления проблемных участков месторождения.

### **Вывод**

Предложенный подход к построению типовых кривых вытеснения и обоснованию прогнозных

показателей разработки (в том числе КИН) продемонстрировал высокую сходимость с фактическими данными на месторождениях Салымской группы. Учет явления гистерезиса фазовых проницаемостей и модификация ОФП для слоисто-неоднородного пласта позволили корректно воспроизвести фактическую историю разработки, настроиться на значения начальной обводненности скважин. Разработанный подход может быть использован для аналогичных месторождений Западной Сибири. 

---

### **Литература**

1. Killough J.E. Reservoir Simulation with History Dependent Saturation Functions. SPEJ (February 1976) 16, 37; Trans., AIME., 261.
2. Dykstra H. and Parsons R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding, presented at the API Spring Meeting, Pacific Coast Div., Los Angeles, May 1948. Published in Secondary Recovery of Oil in the United States, 2<sup>nd</sup> Ed., API (1950) 160-174.
3. Волокитин Я.Е., Хабаров А.Ю. Комплексная методика оценки коэффициента нефтенасыщенности гетерогенных коллекторов // Каротажник. 2009. № 12. С. 143–166.
4. Wolcott D. Applied Waterflooding // Energy Tribune Publishing Inc., 2009.
5. Walsh M.P., Lake L.W. A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery. Elsevier Science B.V., 2003.
6. Roschektayev A.P., Yakasov A.V., Krasnov V.A., Toropov K.V. Express Method Of Oil Recovery Ratio Estimation On The Basis Of Oil Reservoir Statistical Characteristics, SPE 136139.

---

**UDC 622.276.4**

**A.A. Borodkin**, head of geology and development of overseas and joint venture assets division, LLC "Gazpromneft NTC"<sup>1</sup>, Borodkin.AA@gazpromneft-ntc.ru

**O.Yu. Savelyev**, head of overseas project unit, LLC "Gazpromneft NTC"<sup>1</sup>, Savelev.OYu@gazpromneft-ntc.ru

**M.V. Naugolnov**, lead reservoir engineer, overseas project unit, LLC "Gazpromneft NTC"<sup>1</sup>, Naugolnov.MV@gazpromneft-ntc.ru

**S.V. Kaigorodov**, head of geology and development of "SPD" fields unit LLC "Gazpromneft NTC"<sup>1</sup>, Kaygorodov.SV@gazpromneft-ntc.ru

**I.F. Talipov**, chief Geologist development Salym Petroleum Development N.V.<sup>2</sup>, Ilshat.Talipov@salympetroleum.ru

**F.V. Grishko**, deputy chief geologist for development Salym Petroleum Development N.V.<sup>2</sup>, Fedor.Grishko@salympetroleum.ru

1. 75–79 Moika river Emb., St. Petersburg, 190000, Russia; 2. 6th floor commercial and business center Novinsky, 31 Novinsky blvd., Moscow, 123242, Russia.

## **Construction of typical displacement curves for the undersaturated reservoir on an example of West Salym oil field**

**Abstract.** The authors describe the realized approach for recovering of typical displacement curves using real exploitation data and minimum of the essential geological data for the conditions of West Salym oil field. The main properties of this field are undersaturated reservoir, high degree of compartmentalization and heterogeneity. The proposed approach gives an opportunity to estimate recoverable reserves and recovery factor for realized development system and to control the varying of real development system parameters in comparison with project parameters. The developed approach can be used for similar fields in Western Siberia.

**Keywords:** displacement characteristics; undersaturated reservoir; reservoir monitoring.

---

### **References**

1. Killough J.E. Reservoir Simulation with History Dependent Saturation Functions. SPEJ (February 1976) 16, 37; Trans., AIME., 261.
2. Dykstra H. and Parsons R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding, presented at the API Spring Meeting, Pacific Coast Div., Los Angeles, May 1948. Published in Secondary Recovery of Oil in the United States, 2<sup>nd</sup> Ed., API (1950) 160-174.
3. Volokitin Ia.E., Khabarov A.Iu. Kompleksnaia metodika otsenki koeffitsienta neftenasyshchennosti geterogennykh kolektorov [Integrated assessment methodology oil saturation coefficient of heterogeneous reservoirs]. *Karotazhnik*, 2009, no. 12, pp. 143–166.
4. Wolcott D. Applied Waterflooding // Energy Tribune Publishing Inc., 2009.
5. Walsh M.P., Lake L.W. A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery. Elsevier Science B.V., 2003.
6. Roschektayev A.P., Yakasov A.V., Krasnov V.A., Toropov K.V. Express Method Of Oil Recovery Ratio Estimation On The Basis Of Oil Reservoir Statistical Characteristics, SPE 136139.