**Влияние геологических и технологических факторов
на вероятность определения зон остаточных запасов нефти**

Е. С. Азаров

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия
e-mail: AzarovES@tmn.lukoil.com

Аннотация. В работе выполнено построение карт вероятностей для прогнозирования зон остаточных запасов нефти на примере месторождений Шаймского района. Произведено уточнение представленного в работе [4] алгоритма, который помогает с достаточно высокой степенью вероятности в короткие сроки локализовать остаточные запасы нефти на основе 2D-моделирования. В процессе работы установлено влияние многих геолого-технологических параметров на конечную карту вероятности, установлено влияние зоны наблюдения на величину коэффициента корреляции карты остаточных подвижных запасов нефти с картой текущих подвижных запасов нефти, основанной на геолого-гидродинамическом моделировании.

Ключевые слова: метод Монте-Карло; коэффициент корреляции; зона остаточных запасов нефти; выработанное месторождение; фактор выработки

**The influence of geological and technological factors
on the probability of determining zones of residual oil reserves**

Evgeny S. Azarov

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
e-mail: AzarovES@tmn.lukoil.com

Abstract. This article is devoted to the probability maps have been constructed for predicting the zones of residual oil reserves using the example of deposits in Shaim region. The refinement of the previously presented algorithm [4] has been made, which helps with a fairly high degree of probability to quickly localize the residual oil reserves based on 2D modeling. In the process of work, the influence of many geological and technological parameters on the final probability map was established, the influence of the observation zone on the value of the correlation coefficient of the map of residual mobile oil reserves with the map of current mobile oil reserves based on geological and hydrodynamic modeling was established.

Key words: Monte Carlo method; correlation coefficient; zone of residual oil reserves; depleted field; production factor

Введение

На сегодняшний день большая часть месторождений в Западной Сибири находится на стадии высокой выработки запасов. На территории деятельности ТПП «Урайнефтегаз» данная проблема является одной из основных. Для поиска зон остаточных запасов нефти используются различные методы геолого-промышленного анализа и геолого-гидродинамического моделирования [1–3].

Целью данной работы является разработка методики построения карт вероятностей для прогнозирования зон остаточных запасов нефти [4] на примере месторождений Шаимского района.

Объект и методы исследования

Основная идея методики заключается в построении карт вероятностей наличия остаточных запасов с использованием метода Монте-Карло [5, 6].

В настоящей работе выделены следующие пути развития:

- 1) определение плотности сетки точек для выполнения корреляции факторов с картами запасов;
- 2) выделение геологических факторов, взаимосвязанных с вероятностью наличия зон остаточных запасов нефти;
- 3) уточнение определения максимального значения каждого фактора (необходимость использования статистической сортировки);
- 4) учет факторов выработки запасов нефти;
- 5) построение карт вероятностей наличия зон остаточных запасов нефти по результатам исследования.

Экспериментальная часть

На начальном этапе работы была определена плотность сетки точек корреляции. В работе рассмотрены три возможных варианта:

- 1) по точкам сетки размерностью 50×50 м;
- 2) по точкам сетки размерностью 100×100 м;
- 3) по точкам сетки размерностью 250×250 м.

В таблице 1 представлены данные значений коэффициента корреляции ($K_{кор}$) в зависимости от плотности сетки точек.

Таблица 1

Зависимость $K_{кор}$ от плотности сетки точек

Сетка точек, м	Количество точек корреляции	$K_{кор}$
50×50	41 792	0,723
100×100	10 429	0,723
250×250	1 662	0,725

По полученным данным был сделан вывод, что увеличение плотности корреляционной сетки не имеет большого влияния на значение коэффициента корреляции, при этом наименее трудозатратно производить коррелирование по

сетке размерностью 250×250 м. В дальнейшем именно эта размерность использовалась для построения корреляционных зависимостей.

В работе использованы геологические и промысловые данные по Ловинскому и Северо-Даниловскому месторождениям. Оба месторождения имеют процент разбуренности более 90 и находятся на завершающей стадии разработки. Первоначально все построения осуществлялись по данным Ловинского месторождения и уточнялись на Северо-Даниловском месторождении.

Для определения зон остаточных запасов нефти на начальном этапе (на примере Ловинского месторождения) использовалась сходимость факторов с зонами остаточных запасов нефти на текущую дату, определенных по результатам гидродинамического моделирования (ГДМ) [7]. При этом в ходе поиска запасов по данному алгоритму преследовалась цель исключить влияние ГДМ на выполнение работ для реализации возможности использования алгоритма вне зависимости от того, есть модель или нет.

В результате анализа полученных данных были выявлены три фактора, имеющих коэффициент корреляции с картами текущих подвижных запасов более 0,5 (выше средней). Но при построении тех же корреляционных зависимостей по Северо-Даниловскому месторождению надежной корреляционной связи между величиной остаточных запасов нефти и геолого-технологическими параметрами, за исключением нефтенасыщенной толщины, не обнаружено (табл. 2).

Таблица 2

Результаты оценки коэффициента корреляции между факторами и значением остаточных запасов нефти (по ГДМ)

Параметр	Значение Ккор (месторождение)	
	Ловинское	Северо-Даниловское
Нефтенасыщенная толщина	0,681	0,584
Расчлененность	0,617	0,236
Песчанистость	0,590	0,188
Пористость	0,474	0,053
Нефтенасыщенность	0,396	0,135
Проницаемость	0,261	0,231
Дебит нефти текущий	0,089	0,072
Накопленная добыча нефти	0,250	0,207
Накопленное время работы добывающих скважин	0,340	0,200
Средний дебит нефти за историю разработки	0,149	0,162

При анализе формулы подсчета запасов, где каждый член произведения важен и определяет конечную величину запасов [8], была выявлена следующая особенность: большинство переменных членов множества имеют невысокий Ккор с начальными геологическими запасами нефти (НГЗ) (табл. 3), но их произведение увеличивает значение коэффициента корреляции.

Исходя из логики, что на процессы выработки запасов могут оказывать влияние все геологические параметры и их коэффициент корреляции с запасами не должен быть фактором, по которому отфильтровывают

построение карт вероятности, было принято решение в дальнейшем карты вероятностей строить по геологическим параметрам без учета $K_{кор}$ с картой текущих подвижных запасов нефти из ГДМ. К тому же метод Монте-Карло, который лежит в основе данной работы, предполагает наличие большого количества определений вероятностей для поиска наиболее точного значения средней вероятности [9].

Таблица 3

Ккор между начальными геологическими запасами и параметрами, которые определяют величину НГЗ

Параметр	Коэффициент пористости (m), д.ед	Коэффициент нефтенасыщенности (K _{нн}), д.ед	Нефтенасыщенная толщина (Н _{нн}), м	m·K _{нн} ·Н _{нн}
K _{кор} с НГЗ	0,390	0,325	0,893	0,900

Таким образом, в работе были использованы вероятности по следующим геологическим параметрам: пористость (обратная зависимость); проницаемость (обратная зависимость); нефтенасыщенность (прямая зависимость); нефтенасыщенная толщина (обратная зависимость); расчлененность (прямая зависимость).

В процессе работы по определению вероятностей возник вопрос об эффективности использования максимальных значений параметров без какой-либо статистической фильтрации данных.

Для уточнения алгоритма в области первичной обработки процессов были применены U-статистики [10, 11], представляющие собой случайные величины, распределенные по гауссовскому закону, и статистики, описанные в работе [12], учитывающие оценку математического ожидания и дисперсии.

С помощью параметрических статистик Стьюдента или Румшинского, которые исследованы в работе Г. Дэйвида [13], проверяется гипотеза о достоверности крайних отсчетов некоррелированного стационарного случайного процесса $Y(t)$. Если выборку из N отсчетов расположить в вариационный ряд $Y_1, Y_2, \dots, Y_N$, где $Y_{\min} = Y_1$ и $Y_{\max} = Y_N$, тогда:

$$t = \frac{Y_N - \overline{m_Y}}{\overline{\sigma_Y}}, \quad t = \frac{\overline{m_Y} - Y_N}{\overline{\sigma_Y}}, \quad Z = \frac{Y_N - \overline{m_Y}^*}{\overline{\sigma_Y}}, \quad Z = \frac{\overline{m_Y}^* - Y_N}{\overline{\sigma_Y}},$$

где $\overline{m_Y}^* = \frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^{N-j} Y_k$, j — число аномальных отсчетов; $\overline{m_Y}$ — среднее значение выборки, $\overline{\sigma_Y}$ — среднеквадратичное отклонение.

Если проверку на аномальность необходимо применить к нескольким элементам исследуемого процесса, тогда для каждого сомнительного элемента вычисляется максимальное значение относительно отклонения t . Далее эти значения располагаются в порядке возрастания, и выбирается элемент, которому соответствует наименьшее значение t . Остальные элементы временно исключаются из выборки, затем заново определяются значения $\overline{m_Y}$ и $\overline{\sigma_Y}$ при уменьшенном объеме выборки и соответствующее значение статистики t для исследуемого значения и т. д.

Использование данных статистик позволило выявить и устранить аномально высокие и низкие значения параметров, которые приводили к появлению больших погрешностей в дальнейшей составляющей процесса.

Примером внедрения отбраковки аномальных значений служит определение карты вероятности по удельному среднему дебиту нефти за историю разработки. При использовании максимального значения удельного среднего дебита нефти карта распределения вероятности имела вид, представленный на рисунке 1.

Рис. 1. Распределение вероятности без учета аномальных значений

Но одновременно с этим возник вопрос использования аномальных значений на карте вероятности. Было принято решение внести параметр веса для аномальных значений. При выявлении истинного максимального значения аномальные значения обретали вид 1 или 0 и получали вес, который определялся как отношение значения аномального и истинного максимального (минимального). В результате проведенного эксперимента, карта распределения поля вероятности приобрела вид, представленный на рисунке 2.

Рис. 2. Распределение вероятности с учетом аномальных значений

Используя данную фильтрацию для всех параметров, коэффициент корреляции каждого параметра удалось повысить на 5–10 %. Общий коэффициент корреляции вырос на 8 %.

Для определения фактора выработки в работе по Ловинскому месторождению было введено допущение, что геологические запасы нефти в каждой зоне дренирования скважин умножались на утвержденный в целом по месторождению коэффициент извлечения нефти (КИН), что исключало дифференциацию зон с разными коллекторскими свойствами. В работе по Северо-Даниловскому месторождению было предложено изменить подход и использовать утвержденные зависимости коэффициента вытеснения от коэффициента нефтенасыщенности ($K_{выт} = f(K_{нн})$) отдельно по пластам.

На рисунке 3 представлена карта начальных подвижных запасов нефти, полученная при использовании ГДМ [14], на рисунке 4 — карта начальных извлекаемых запасов нефти, полученная путем перемножения начальных геологических запасов нефти на утвержденный КИН по месторождению, на рисунке 5 — карта начальных подвижных запасов нефти, полученная путем попластового 2D-моделирования запасов через функцию $K_{выт} = f(K_{нн})$.

Рис. 3. Начальные подвижные запасы нефти (ГДМ)

Однако утвержденные зависимости не всегда имеют максимально возможный коэффициент корреляции. Проблема заключается в том, что в проектно-технологических документах используются двумерные зависимости, которые не всегда позволяют охарактеризовать сложнопостроенный коллектор. Макронеоднородное строение пластов — наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой [15]. В дальнейших работах предлагается проанализировать исследования керна и найти зависимости, которые позволяют увеличить коэффициент корреляции. Это возможно сделать, используя трехмерные зависимости. Также это позволит учесть структуру остаточной нефтенасыщенности [16, 17].

Рис. 4. Начальные извлекаемые запасы нефти (утвержденный КИН)

Рис. 5. Начальные подвижные запасы нефти ($K_{выт} = f(K_{ин})$)

На рисунках 6 и 7 представлены корреляционные зависимости карт запасов из фильтрационной модели с запасами, основанными на использовании двух алгоритмов. Можно с полной уверенностью сказать, что использованный метод получения подвижных запасов через функцию $K_{выт} = f(K_{ин})$ следует признать предпочтительным для дальнейших работ.

В работе по Северо-Даниловскому месторождению было предложено увеличить количество технологических факторов. Так как месторождение находится на завершающей стадии разработки, и данный алгоритм нацелен как раз на подобные месторождения, очень важно учитывать параметры разработки, такие как дебит нефти, водонефтяной фактор (ВНФ), обводненность и т. п. Ряд учитываемых параметров можно расширять, в текущей же работе ограничились следующими: выработкой, перфорацией, ВНФ [18], средней удельной приемистостью за историю разработки, средним

удельным дебитом нефти за историю разработки. Важную роль в локализации остаточных запасов нефти играет учет неперфорированных толщин, поэтому в текущей работе учтен фактор вероятности по нескрытым интервалам пластов.

Рис. 6. Корреляция начальных извлекаемых запасов, рассчитанных через КИН, с запасами из ГДМ

Рис. 7. Корреляция начальных подвижных запасов, рассчитанных через функцию $K_{выит} = f(K_{ИН})$, с запасами из ГДМ

В таблице 4 представлено влияние каждого из этих факторов на итоговую величину коэффициента корреляции карты остаточных подвижных запасов нефти с картой текущих подвижных запасов нефти, основанной на ГДМ. Стартовой картой названа карта текущих подвижных запасов, основанная на начальных подвижных запасах по результатам 2D-моделирования с учетом вероятности по геологическим параметрам.

Таблица 4

Влияние учета факторов выработки на итоговую величину корреляции

Параметр	Ккор
Стартовая карта (основа — НПЗ 2D-модель + вероятность по геологическим параметрам)	0,642
+ перфорация	0,642
+ учет накопленной добычи нефти	0,646
+ ВНФ (текущий и накопленный)	0,666
+ приемистость	0,671
+ средний удельный дебит нефти за историю	0,671
Учет всех факторов (основа — НПЗ из модели)	0,725
Расчет карты на основе прошлого алгоритма (основа — НПЗ из модели)	0,681

Ввиду того что алгоритм нацелен на поиск запасов именно в разбуренной части месторождения, дополнительно был выполнен анализ величины Ккор в зависимости от зоны наблюдения (табл. 5).

Таблица 5

Изменение Ккор при изменении зоны наблюдения

Зона наблюдения	Ккор
Вся площадь месторождения	0,725
Разбуренная часть месторождения	0,735

Из представленной таблицы видно, что значение $K_{кор}$ в разбуренной части незначительно, но выше, чем на месторождении в целом, что объясняется отсутствием данных по неразбуренной части и, как следствие, отсутствием каких-либо надежных корреляционных зависимостей. Но так как разбуренность месторождения очень высокая, то влияние $K_{кор}$ в неразбуренной части на общую вероятность не велико.

Дополнительно в работе выполнена ранжировка поскважинной корреляции по категориям скважин. Данные представлены в таблице 6.

Значение корреляции варьирует по категориям скважин в достаточно большом интервале, что дает возможность более детально оценить влияние и учет факторов на общую вероятность в дальнейшей работе по уточнению алгоритма поиска остаточных запасов нефти.

Таблица 6

Корреляция в зависимости от категории скважин

Категория скважин	Текущее состояние	$K_{кор}$
Нефтяные	Действующие	0,736
	Бездействующие	0,864
	В консервации	0,580
	Пьезометрические	0,651
	В ликвидации	0,833
	В целом	0,724
Нагнетательные	Действующие	0,640
	Бездействующие	Не представительно (одно значение)
	В консервации	0,680
	Пьезометрические	0,956
	В ликвидации	0,881
	В целом	0,642
В целом		0,744

Выводы

- Все поставленные в работе задачи решены.
- Представленный ранее алгоритм [4] подтвердил, что существует возможность с достаточно высокой степенью вероятности в короткие сроки локализовать остаточные запасы нефти на основе 2D-моделирования.
 - Алгоритм позволяет с большей долей вероятности локализовать остаточные запасы нефти.
 - Установлено влияние многих геолого-технологических параметров на конечную карту вероятности, что говорит о необходимости расширения их списка для будущих работ в данном направлении.
 - Установлено влияние зоны наблюдения на величину коэффициента корреляции.
 - Определены дальнейшие пути развития предложенного алгоритма.

Библиографический список

1. Гусейнова Д. Ф. Определение степени дренируемости нефтяной залежи // Нефтегазовое дело. – Т. 14, № 2. – 2016. – С. 50–54.

2. Воронова Е. В. Создание методики оценки остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки // Актуальные проблемы нефтегазового дела. Сборник научных трудов. – 2006. – Т. 1. – С. 26–30.
3. Зайдуллин А. И., Воронова Е. В. Разработка и внедрение программы анализа и аппроксимации многофакторных связей на примере геолого-технических данных // Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: межвузовский сб. науч. тр. – Уфа, 2004. – С. 391–396.
4. Кондратьев М. А., Азаров Е. С. Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 12–19.
5. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных / Пер. с англ. – EAGE, 2003. – 296 с.
6. Johnson M. E. Multivariate Statistical Simulation, Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics. – 1987. – 230 p.
7. Кондратьев М. А., Азаров Е. С. Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти // SPE-187925-RU. – 2017. – 12 с.
8. Кузнецов Д. В., Кулешов В. Е., Могутов А. С. Подсчет запасов нефти и растворенного газа: учеб. пособие / Ухтинский государственный технический университет. – Ухта: УГТУ, 2013 – С. 21–33.
9. Костин В. Н., Тишина Н. А. Статистические методы и модели: учеб. пособие. – Оренбург: ОГУ, 2004. – 138 с.
10. Марчук В. И., Токарева С. В. Способы обнаружения аномальных значений при анализе нестационарных случайных процессов: моногр. – Шахты: Южно-Российский государственный университет экономики и сервиса, 2009. – 210 с.
11. Пустыльник Е. И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. – М.: Наука, 1968. – 288 с.
12. Thompson W. R. The problem of negative estimates of variance components // Annals of mathematical statistics. – 1962. – Vol. 33, Issue 1. – P. 273–289.
13. Дэйвид Г. Порядковые статистики / Пер. с англ.; под ред. В. В. Петрова. – М.: Наука, 1979. – 336 с.
14. Низаев Р. Х., Судо Р. М. Принципы построения распределения плотности подвижных запасов нефти // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 3. – С. 126–130.
15. Гиматуллин Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
16. Михайлов Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
17. Larson R. G., Davis H. T., Scriven, L. E. (1981). Displacement of residual nonwetting fluid from porous media // Chemical Engineering Science. – 1981. – Vol. 36, Issue 1. – P. 75–85. DOI: 10.1016/0009-2509(81)80049-8
18. Петров В. Н. Совершенствование системы разработки зонально-неоднородных коллекторов на примере терригенных отложений горизонта Д₁ Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Территория Нефтегаз. – № 11. – 2015. – С. 113–117.

References

1. Huseynova, D. F. (2016). Oil field drainage efficiency identification. Neftegazovoye delo, 15(2), pp. 50-54. (In Russian).
2. Voronova, E. V. (2006). Sozdaniye metodiki otsenki ostatochnykh zapasov nefiti na mestorozhdeniyakh, nakhodyashchikhsya na zavershayushchey stadia razrabotki. Aktual'nyye problem neftegazovogo dela. Sbornik nauchnykh trudov, tom 1, pp. 26-30. (In Russian).
3. Zaydullin, A. I. & Voronova, E. V. (2004). Razrabotka i vnedreniye programmy analiza i approksimatsii mnogofaktornykh svyazey na primere geologo-tekhnicheskikh dannykh. Problemy razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy: mezhvuzovskiy sbornik nauchnykh trudov, pp. 391-396. (In Russian).
4. Kondratev, M. A. & Azarov, E. S. (2018). Probability approach as a tool for detecting-zones of oil residual reserves. Oilfield Engineering, (10), pp. 12-19. (In Russian).
5. Dubrule, O. (2003). Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. EAGE, 296 p. (In English).
6. Johnson, M. E. (1987). Multivariate Statistical Simulation, Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics, 230 p. (In English).

7. Kondratiev, M. A. & Azarov, E. S. (2018). Probabilistic Approach as a Tool for Identifying Areas of Residual Oil Reserves, SPE-187925-MS, 11 p. (In English).
8. Kuznetsov, D. V., Kuleshov, V. E., & Mogutov, A. S. (2013). Podschet zapasov nefi i rastvorenno go gaza. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., pp. 21-33. (In Russian)
9. Kostin, V. N. & Tishina, N. A. (2004). Statisticheskiye metody i modeli. Orenburg, Orenburg State University Publ., 138 p. (In Russian).
10. Marchuk, V. I. & Tokareva, S. V. (2009). Sposoby obnaruzheniya anomal'nykh znacheniy pri analize nestatsionarnykh sluchaynykh protsessov. Shakhty, 210 p. (In Russian).
11. Pustyl'nik, E. I. (1968). Statisticheskiye metody analiza i obrabotki nablyudeniye. Moscow, Nauka Publ., 288 p. (In Russian).
12. Thompson, W. R. (1962). The problem of negative estimates of variance components. Annals of mathematical statistics, 33(1), pp. 273-289. (In English).
13. David Garson, G. (1979). Ordinal Regression. 336 p. (In English)
14. Nizaev, R. Kh., & Sudo, R. M. (2016). Principles of mobile oil distribution mapping. Oil and Gas Territory, (3), pp. 126-130. (In Russian).
15. Gimatudinov, Sh. K. (1971). Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).
16. Mikhaylov, N. N. (1992). Ostatochnoye neftenasyschcheniye razrabatyvayemykh plastov. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
17. Larson, R. G., Davis, H. T. & Scriven, L. E. (1981). Displacement of residual nonwetting fluid from porous media. Chemical Engineering Science, 36(1), pp. 75-85. (In English). DOI: 10.1016/0009-2509(81)80049-8
18. Petrov, V. N. (2015). Optimization of heterogeneous reservoir development by the example of terrigenous formation D1 of Abdrakhmanovskaya area, Romashkinskoye oil field. Oil and Gas Territory, (11), pp.113-117. (In Russian).

Сведения об авторе

Азаров Евгений Сергеевич, главный специалист, филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: AzarovES@tmn.lukoil.com

Information about the author

Evgeny S. Azarov, Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: AzarovES@tmn.lukoil.com