



УДК 622.276 (575.1)

ОБОСНОВАНИЕ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ МНОГОФАКТОРНОГО РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА



FINAL OIL RECOVERY JUSTIFICATION MULTIVARIATE REGRESSION ANALYSIS

Хайитов Одилжон Гафурович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
академик Туронский академии наук,
заведующий кафедрой «Горное дело»,
Ташкентский государственный
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Hayitov Odiljon Gafurovic.

Candidate of Geological and Mineralogical
Sciences, associate Professor,
a member of the Turonian Academy of
Sciences,
Head of the Mining Department,
Tashkent State technical university
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. В данной статье проанализирована нефтеотдачи нефтяных залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам, выбраны геолого-промысловые факторы как: эффективная, толщина пласта, коэффициент проницаемости, коэффициент песчаности, вязкость пластовой нефти, гидродоупроводность пласта, плотность сетки скважин, а в подгазовых нефтяных объектах также соотношение объема газовой части ко всему объему пласта. Рекомендовано новые статистические модели, которые можно использовать как для определения конечной нефтеотдачи вновь вводимых залежей, так и для уточнения конечной нефтеотдачи длительно разрабатываемых объектов.

Annotation. In this article the oil recovery of Uzbekistan's oil deposits confined to carbonate reservoirs is analyzed, geological and field factors are selected as: effective, reservoir thickness, permeability coefficient, coefficient of sandiness, formation oil viscosity, reservoir hydropermeability, well grid density, and in sub-gas oil facilities also the ratio of the volume of the gas part to the total volume of the formation. New statistical models, which can be used both for determination of final oil recovery of newly commissioned deposits and for specification of final oil recovery of long-developed objects, have been recoded.

Ключевые слова: нефть, залежь, пласт, месторождений, запас, нефтеотдача, заводнения, статистические модели, геолого-промысловые факторы, карбонатные коллекторы, проектах разработки.

Keywords: oil, deposits, reservoirs, reserves, oil recovery, waterfloods, statistical models, geological-field factors, carbonate reservoirs, development projects.

Известно значительное число статистических методов определения извлекаемых запасов нефти и конечной нефтеотдачи (1).

Большинство статистических методов базируется на изучении зависимостей накопленной добычи нефти от накопленного отбора жидкости и воды. Входящие в эти зависимости параметры зависят от геологофизической характеристики залежи и системы заводнения. Преимущество статистических методов – простота расчетов. Однако существенным недостатком их является неполный учет большинства геолого-физических и технологических факторов, а также их изменений в процессе, разработки. Поэтому при их использовании возможны значительные ошибки в расчетах.

Наиболее достоверный прогноз показателей заводнения нефтяных залежей, может проводиться только на основе детального изучения геологического строения реальных нефтеносных пластов с использованием полной информации из каждой скважины и математически детерминированного моделирования процесса извлечения нефти из пластов с учетом всех особенностей их геолого-физических свойств и условий разработки.

Однако во многих случаях, особенно на ранней стадии изучения залежей, прямые расчеты нефтеотдачи пластов затруднены, так как информации о строении пластов бывает недостаточно для детального геологического моделирования. В этих случаях большую пользу может оказать анализ данных по месторождениям, находящимся в длительной разработке и обладающим сходными геолого-физическими условиями.

В настоящее время имеется несколько статистических моделей для разных нефтегазоносных районов страны, которые – можно использовать для приближенной оценки нефтеотдачи пластов [1; 2; 3, 31–34; 4; 11, 6–8]. Эти модели основываются на анализе различной геолого-промысловой информации.

Любые статистические зависимости правомерно применять лишь к условиям аналогичным тем, в которых они получены. Поэтому при использовании многомерных корреляционных зависимостей необходимо, чтобы геологические и технологические факторы исследуемых залежей соответствовали входным данным статистических моделей. Наиболее точные результаты можно получить в случае, когда параметры, месторождений близки к средним величинам параметров, используемых при построении моделей [1].



Нефти из залежей извлекаются при непрерывном влиянии различных геолого-физических и технологических факторов. Они характеризуют природные условия самих залежей, насыщающих их флюидов, применяемых систем разработки и проявляются не изолированно, а в сложном взаимодействии. Изучение их способствует не только установлению причин различной степени использования запасов нефти, но и решению главной задачи разработки залежей – достижению максимально возможного конечного коэффициента нефтеотдачи на основе реализации различных мероприятий, предусматривающих уменьшение их отрицательного влияния. Использование этого математического аппарата позволяет оценить одновременное влияние нескольких параметров и определить связь нефтеотдачи с основными характеристиками пласта и применяемыми системами разработки. Кроме этого, методом регрессионного анализа решается задача уменьшения исходного количества параметров путем отбрасывания малоинформативных признаков и использования лишь существенных факторов. В свою очередь, метод главных компонент базируется на использовании факторного анализа. Сущность его заключается в переходе от описания некоторого множества изучаемых объектов с большим набором непосредственно, измеряемых признаков к описанию меньшего числа максимально-информативных переменных, называемых факторами. Для интерпретации результатов наблюдений исходные данные преобразуются методом главных компонент, что позволяет значительно сократить число принимаемых во внимание случайных величин без существенной потери информации об изменчивости изучаемых объектов.

В результате расчетов установлены 5 главных компонент, существенно влияющих на значение коэффициента нефтеотдачи, которые объясняют 81,16 % общей дисперсии. Выявленные главные компоненты соответствуют свойствам пластовых флюидов, значениям коэффициента проницаемости, величине нефтенасыщенной толщины, режиму дренирования пласта и плотности сетки скважин.

Существенно на нефтеотдачу влияет также соотношение объемов нефтяной и газовой фаз. При этом отмечается, что с увеличением объема газовой фазы, проектная нефтеотдача снижается. (6, 11–12).

В связи с этим геолого-статистические модели для оценки конечной нефтеотдачи пластов необходимо создавать для залежей нефти, близких по геолого-физическим условиям. Поэтому нами они разделены на четыре группы: нефтяные залежи, приуроченные к терригенным коллекторам; подгазовые нефтяные – к терригенным; нефтяные – к карбонатным; подгазовые нефтяные – к карбонатным (5, 167–171).

Для получения геолого-статистических моделей для оценки конечной нефтеотдачи пластов выделенных групп на основании исследований методом главных компонент нами выбраны следующие геолого-промысловые факторы: коэффициент песчаности, вязкость пластовой нефти, гидропроводность пласта, плотность сетки скважин, а в подгазовых нефтяных объектах также соотношение объема газовой части ко всему объему пласта.

Для изучения, нефтеотдачи нефтяных залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам, согласно [1, 3, 4], выбраны следующие геолого-промысловые факторы: эффективная, толщина пласта – h ; коэффициент проницаемости – $k_{пр}$; коэффициент песчаности – $k_{п}$; вязкость пластовой нефти – μ_n ; гидропроводность пласта – kh/μ_n ; плотность сетки скважин – S , а в подгазовых нефтяных объектах также соотношение объема газовой части ко всему объему пласта (газовой+нефтяной) – V_g/V_n .

Изучаемые параметры для 27 нефтяных залежей имели следующие значения: $h = 1,4 \div 38$ м; $h_{сред} = 10,34$; $k_{пр} = 0,040 \div 0,819$ мкм²; $k_{пр.сред} = 0,134$; $\Gamma_n = 0,022 + 0,95$; $\Gamma_{п.сред} = 0,515$; $\square_n = 0,7 \div 129,0$ МПа·с; $\mu_{н.сред} = 14,073$; $kh/\mu_n = 0,04 \div 1,669$ мкм²·м/МПа·с; $kh/\mu_{н.сред} = 0,258$; $S = 1,832 \div 54,4$ га/скв; $S_{сред} = 15,297$.

Для 15 подгазовых нефтяных объектов изучаемые параметры изменялись в пределах: $h = 1,4 \div 85$ м; $h_{сред} = 13,69$; $k_{пр} = 0,060 \div 0,450$ мкм²; $k_{пр.сред} = 0,300$; $k_{п} = 0,047 \div 1,0$; $k_{п.сред} = 0,0300$; $\mu_n = 1,17 \div 5,28$ МПа·с; $\mu_{н.сред} = 2,539$; $kh/\mu_n = 0,014 \div 2,429$ мкм·м/МПа·с; $kh/\mu_{н.сред} = 0,659$; $V_g/V_n = 0,121 \div 0,97$; $V_g/V_{н.сред} = 0,446$; $S = 2,55 \div 63,66$; $S_{сред} = 14,559$.

В результате расчетов по программе многофакторного анализа на ЭВМ получено следующее уравнение регрессии:

а) для нефтяных залежей:

$$\eta = 0,2456 + 0,0026 \cdot h + 0,1819 \cdot k_{пр} + 0,0861 \cdot k_{п} + 0,0010 \cdot \mu_n + 0,0087kh/\mu_n - 0,0009 \cdot S. \quad (1)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели равен 0,761;

б) для подгазовых залежей:

$$\eta = 0,2607 + 0,0051 \cdot h + 0,2367 \cdot k_{пр} + 0,1013 \cdot k_{п} - 0,0044 \cdot \mu_n + 0,0087 \cdot kh/\mu_n - 0,0625 \cdot V_g/V_n - 0,0006 \cdot S. \quad (2)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели равен 0,816.

В таблице 1, 2 в качестве примера приведены фактические данные нефтеотдачи некоторых залежей Узбекистана, находящихся на завершающей стадии эксплуатации, а также значения нефтеотдачи, принятые в технологических схемах и проектах разработки и расчетные значения по уравнениям (1) и (2).



Таблица 1 – Коэффициент нефтеотдачи некоторых нефтяных залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам (на состояние 01.01.2018)

Месторождение	Горизонт	Коэффициент нефтеотдачи		
		текущий	принятый в технологических схемах и проектах разработки	расчетный по уравнению (1)
Сев. Уртабулак	XVHP + XVP	0,320	0,470	0,482
Наманган	V	0,214	0,247	0,285
Сев. Хаудаг	I–IV	0,278	0,320	0,336
Амударья	I- III	0,162	0,467	0,223
Коштар	I + II + III	0,121	0,236	0,317
Ходжаабд	V–VI	0,306	0,305	0,215
Ходжаабд	VII	0,130	0,479	0,235
Хартум	VIII	0,201	0,201	0,320
Зап. Палванташ	V + VI	0,271	0,310	0,324
Ханкыз	VII	0,080	0,314	0,267
Авваль	V	0,203	0,352	0,281

Таблица 2 – Коэффициент нефтеотдачи некоторых подгазовых залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам (на состояние 01.01.2018)

Месторождение	Горизонт	Коэффициент нефтеотдачи		
		текущий	принятый в технологических схемах и проектах разработки	расчетный по уравнению (1)
Ақджар	XV	0,060	0,207	0,218
Караулбазар Сарыташ	XV	0,111	0,432	0,223
Умид	XV	0,060	0,200	0,207
Шурчи	XV	0,392	0,299	0,434
Шурчи	XVI	1,154	0,470	0,272
Шурчи	XVII	0,134	0,461	0,274
Джаркак	XV	0,106	0,437	0,227
Зап. Юлдузкак	XVa	0,133	0,420	0,225
Крук	XVHP + XVP	0,266	0,384	0,421
Карактай	XV–XVa	0,289	0,842	0,758

Как видно (табл. 1, 2), полученные уравнения (1) и (2) дают вполне сопоставимые с текущими и проектными данными результаты в большом диапазоне их колебаний, обусловленном существенным изменением геолого-промысловых условий разработки залежей, что свидетельствует о достаточной надежности моделей.

Таким образом, проведенные численные эксперименты показывают, что на основе полученных геолого-статистических моделей можно оценить не только значений нефтеотдачи на ранней стадии изучения залежей, но и эффект от применения методов увеличения коэффициента извлечения нефти, основанных на снижении вязкости пластовой нефти и увеличении плотности сетки скважин.

Их можно использовать как для определения конечной нефтеотдачи вновь вводимых залежей, так и для уточнения конечной нефтеотдачи длительно разрабатываемых объектов.

Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1986. – 264 с.
2. Абызбаев И.И., Осипов В.В. Оценка нефтеотдачи терригенных залежей, содержащих нефти повышенной вязкости // Тр. Ин-та БашНИПИнефть. – 1981. – Вып. 60. – С. 7–13.
3. Агзамов А.Х., Хужаеров Б. Оценка нефтеотдачи пластов методом ранговой классификации // Узб. геол. журн. – 1985. – № 6. – С. 31–34.



4. Абасов М.Т. Моделирование нефтеотдачи пластов для оценки извлекаемых запасов // Изв. АН Азерб. Сер. наук о Земле. – 1975. – №1. – С. 5–14.
5. Хайитов О.Г. О совершенствовании методики оценки коэффициента нефтеотдачи пластов при подсчете запасов // Вестник ТашГТУ. – Т. : «ТашГТУ», 1998, – С. 167–171.
6. Хайитов О.Г. Пути совершенствования методики определения коэффициента извлечения нефти при подсчете запасов по месторождениям Узбекистана : автореф. ... канд. геол.-мин. наук. – 1998. – 21 с. – URL : <http://earthpapers.net/puti-sovshenstvovaniya-metodiki-opredeleniya-koeffitsienta-izvlecheniya-nefti-pri-podschete-zapasov-po-mestorozhdeniyam>
7. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г. Табылганов М.Т. Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии // Уралский.: «Известия вузов. Горный журнал». – 2010. – № 2. – С. 21–24. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16773090>
8. Хайитов О.Г. Агзамов А.А. Обоснование метода увеличения коэффициента извлечения нефти на основе обработки геолого-промысловых данных // Уралский.: «Известия вузов. Горный журнал». – 2010. – № 8. – С. 47–51. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16823468>
9. Хайитов О.Г. Набиева Н.К., Махмудов Ш.Н. Оценка степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения подгазовых нефтяных залежей // Уралский.: «Известия вузов. Горный журнал». – 2013. – № 6. – С. 46–50. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=20310682>
10. Сафин Д.К. Структура запасов нефти, геолого-статистические модели прогноза коэффициента извлечения нефти и фильтрационно-емкостных свойств пород на примере Когалымского региона. – Пермь, 2001. – 175 с. – URL : <https://www.dissercat.com/content/struktura-zapasov-nefti-geologo-statisticheskie-modeli-prognoza-koeffitsienta-izvlecheniya-n>
11. Акимов И.А. Разработка статистических моделей для определения конечного коэффициента извлечения нефти из недр на примере территории Пермского края. – Пермь, 2007. – 121 с. – URL : <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-statisticheskikh-modelei-dlya-opredeleniya-konechnogo-koeffitsienta-izvlecheniya>
12. Савенков В.Ю. Оценка влияния преждевременного выключения скважин на эффективность выработки запасов. – М. : 2002. – 166 с. – URL : <https://www.dissercat.com/content/otsenka-vliyaniya-prezhdevremennogo-vyklyucheniya-skvazhin-na-effektivnost-vyrabotki-zapasov>

References

1. Surguchev M.L. Secondary and Tertiary Methods of Oil Recovery Increasing. – M. : Nedra, 1986. – 264 p.
2. Abyzbaev I.I., Osipov V.V. Estimation of Oil Recovery of Terrng Reservoirs Containing Oil of Increased Viscosity // Proc. of Intern. In-ta Bashniplneft. – 1981. – Part 60. – P. 7–13.
3. Agzamov A.X., Khuzhaerov B. Estimation of Oil Recovery by Rank Classification Method // Uzbek ge-ol. zhurn. – 1985. – № 6. – P. 31–34.
4. Abasov, M.T. EOR Modeling for Estimation of Extractable Reserves // Izv. AN Azerb, Ser. – 1975. – №1. – P. 5–14.
5. Hayitov O.G. Improvement of the EOR Estimation Methodology for Estimation of Oil Recovery Coefficient in Calculation of Reserves // Vestnik of TashGTU. – Т. : TashGTU, 1998. – P. 167–171.
6. Hayitov O.G. Ways to improve the methods of determining the coefficient of oil recovery in calculating reserves in the fields of Uzbekistan : Autoref. ... Cand. geol. min. of sciences. – 1998. – 21 p. – URL : <http://earthpapers.net/puti-sovshenstvovaniya-metodiki-opredeleniya-koeffitsienta-izvlecheniya-nefti-pri-podschete-zapasov-po-mestorozhdeniyam>
7. Akramov B.S., Hayitov O.G. Tabylganov, M.T. Clarification methods of the initial and residual recoverable oil reserves according to the development data at a late stage // Uralskiy.: Izvestia vuzov. Gorny Zhurnal. – 2010. – № 2. – P. 21–24. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16773090>
8. Hayitov O.G., Agzamov A.A. Justification of a method of the oil recovery factor increase on the basis of the geological-field data processing // Uralskiy.: Izvestia vuzov. Gorny Zhurnal. – 2010. – № 8. – P. 47–51. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16823468>
9. Hayitov O.G., Nabieva N.K., Mahmudov S.N. Estimation of a degree of the well grid density influence on the oil recovery factor of the undergas oil deposits // Uralskiy.: Izvestia vuzov. Gorny zhurnal. – 2013. – № 6. – P. 46–50. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=20310682>
10. Safin D.K. Structure of oil reserves, geological and statistical models of oil recovery factor forecast and filtration-volume properties of rocks by the example of Kogalymsky region. – Perm, 2001. – 175 p. – URL : <https://www.dissercat.com/content/struktura-zapasov-nefti-geologo-statisticheskie-modeli-prognoza-koeffitsienta-izvlecheniya-n>
11. Akimov I.A. Development of statistical models to determine the final oil recovery factor on the example of the Perm Krai territory. – Perm, 2007. – 121 p. – URL : <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-statisticheskikh-modelei-dlya-opredeleniya-konechnogo-koeffitsienta-izvlecheniya>
12. Savenkov V.Yu. Estimation of Influence of Premature Well Shutdown on Reserves Development Effectiveness. – M. : 2002. – 166 p. – URL : <https://www.dissercat.com/content/otsenka-vliyaniya-prezhdevremennogo-vyklyucheniya-skvazhin-na-effektivnost-vyrabotki-zapasov>