УДК 622.276

Л.Н. Назарова
д-р техн. наук
РГУНГ им. И.М. Губкина[1]
профессор
Nazarova-ln@irmu.ru

Соотношение расчетных и фактических значений коэффициента извлечения нефти. Принятие решения о конечном КИН

[1]Россия, 119991, Москва, Ленинский пр. 65.

Рассматривается один из подходов по обоснованию величины коэффициента извлечения нефти в проектных документах на разработку нефтяных месторождений. Даны основные характеристики существующих эмпирических методик для прогнозной оценки КИН. Приведены сравнение и анализ расчетных и фактических значений КИН при разработке месторождений с применением заводнения. Предлагается методика оценки КИН, основанная на фактических данных разработки по более чем 500 объектам с различным соотношением параметров, формирующих величину гидропроводности пласта

Ключевые слова: разработка нефтяного месторождения; расчетный и фактический коэффициент извлечения нефти; заводнение; гидропроводность пласта; регрессионные уравнения; гидродинамическая модель; проектные документы

Выполнение документов под названием ТЭО КИН или проектного документа на разработку нефтяного месторождения напоминает работу, когда, по выражению А.С. Пушкина, «в одну телегу впрячь не можно коня и трепетную лань» – т.е. когда основные положения одного документа в части экономического обоснования могут легко и быстро меняться, а изменение основополагающих технологических решений этих документов либо требует значительного времени, либо вообще невозможно.

Утверждаемая в ТЭО КИН величина конечного коэффициента извлечения нефти основывается на некоторой «условной» цене на нефть, которая в короткий промежуток времени может изменяться в диапазоне ± 50% и более. Устойчивость этого параметра, а следовательно, и достоверность прогноза рентабельности даже на период ввода месторождения в разработку может стремиться к нулю.

При снижении цен на нефть отказаться от принятых проектных решений можно, но что делать, когда эти цены пойдут вверх, о каком «рентабельном» КИН тогда пойдет речь?

В соответствии с методическими рекомендациями от 01.11.2013 № 477, в Проекте пробной эксплуатации определение коэффициента из-

влечения нефти возможно на основании эмпирических методов, покоэффициентного метода и метода аналогий. Характерной особенностью условий выполнения этого документа является всегда неполная и не всегда точная информация об объекте, а количество рассматриваемых вариантов разработки не отличается существенным многообразием (количеством эксплуатационных объектов, системой расстановки, плотностью сетки и конструкцией скважин), в отличие от неограниченного количества возможных сочетаний «независимых» геолого-физических параметров. Уже в 60-е годы прошлого века появляются работы, связанные с определением закономерностей величины нефтеотдачи как от значений отдельных параметров, так и их комплексов. Оценкой КИН и факторами, влияющими на эту величину, занимались крупные ученые и специалисты в области разработки нефтяных месторождений А.П. Крылов, В.Н. Щелкачев, М.М. Глоговский, Г.Л. Говорова, М.М. Иванова, В.Н. Мартос, В.Е. Гавура, В.Ф. Базив, Г.Г. Вахитов, В.К. Гомзиков, А.В. Давыдов, В.Д. Лысенко и другие. В 1974 г. Министерством нефтяной промышленности СССР совместно с ВНИИнефть было выпущено методическое руководство по применению статистических методов при изучении факторов, влияющих на коэффициент нефтеотдачи.

К основным результатам и положениям этих работ можно отнести:

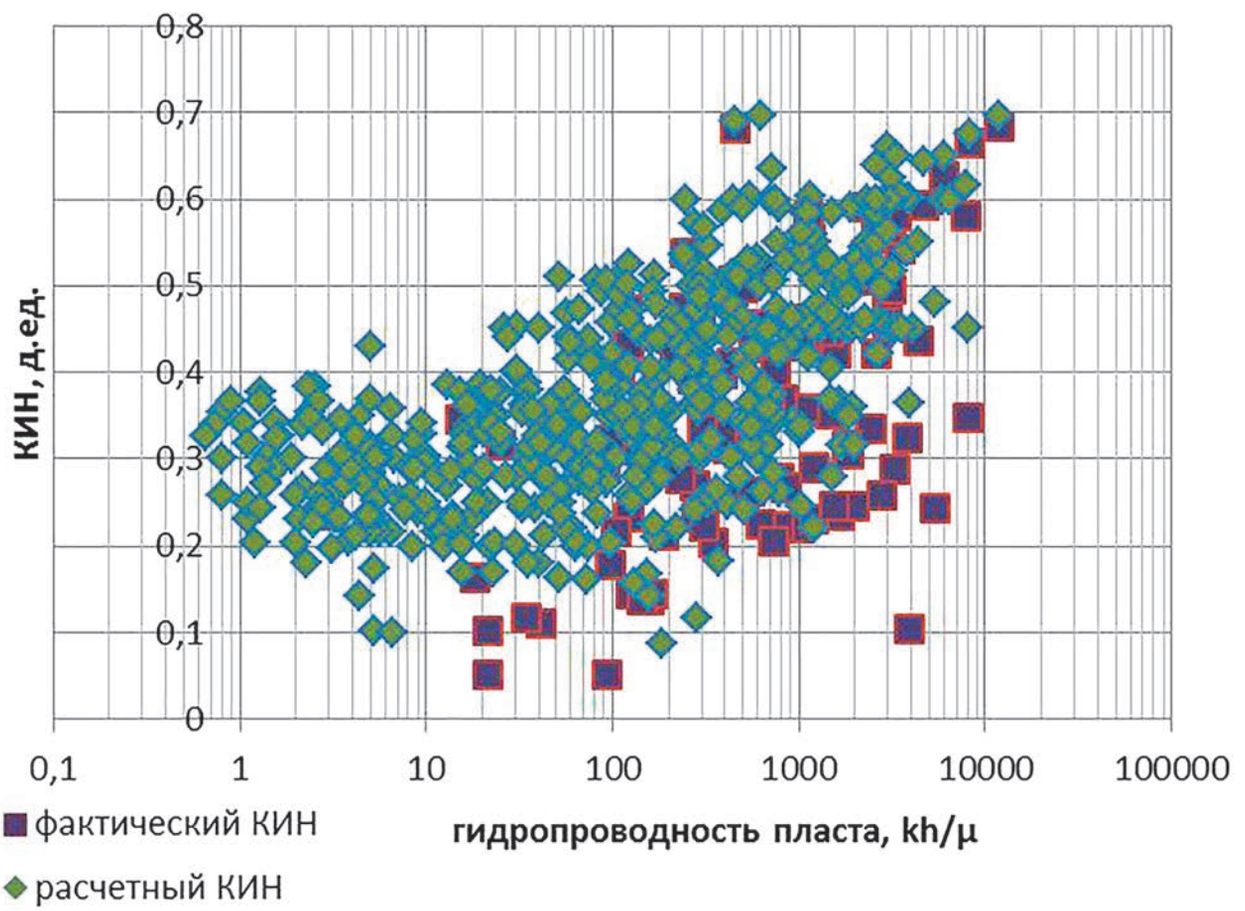
– выполнена классификация методов обоснования КИН, характеризующаяся стадийным характером: в первую группу объединены методы, основанные на выявленных зависимостях КИН от различных геолого-физических и технологических параметров – методы аналогии, статистические, эмпирические и экстраполяционные; ко второй группе отнесены методы, основанные на гидродинамических расчетах;

– получены зависимости КИН от геолого-физических параметров для залежей различного типа коллектора. Характерный вид регрессионного уравнения имеет вид:

$$\eta=0{,}195-0{,}0078\mu_0+0{,}082lgk+0{,}00146T_{пл.}+0{,}0039h+0{,}18T_п-0{,}054Q_{ВНЗ}+0{,}27S_н-0{,}00086S_с$$

где: μ_0 – отношение вязкости нефти к вязкости воды; k – проницаемость пласта; $T_{пл.}$ – пластовая температура; h – толщина пласта; $T_п$ – коэффи-

Рис. 1.
Расчетные и фактические значения КИН



циент песчанистости; $Q_{ВНЗ}$ – доля балансовых запасов ВНЗ; $S_н$ – нефтенасыщенность пласта; $S_с$ – плотность сетки скважин;

– на основе анализа фактических результатов разработки объектов, находящихся на поздней стадии, получены зависимости нефтеотдачи пластов от полноты их промывки водой, позволяющие прогнозировать технологические показатели на оставшийся период разработки;

– для обоснования КИН в существующих уравнениях основной акцент сделан на использование накопленного промыслового опыта при условии, что пик добычи по пластам уже пройден. Рассматривается целый комплекс геолого-физических параметров пластов, результаты лабораторных исследований, статистические данные по величине нефтеотдачи по месторождениям, разрабатываемым на различных режимах и в широком диапазоне вязкости нефти;

– проведена интегральная оценка гидропроводности пластов на нефтеотдачу. Характерная зависимость для пластов Западной Сибири имеет вид:

$$\eta=0{,}182+0{,}15lgG \text{ с коэффициентом корреляции } 0{,}75,$$

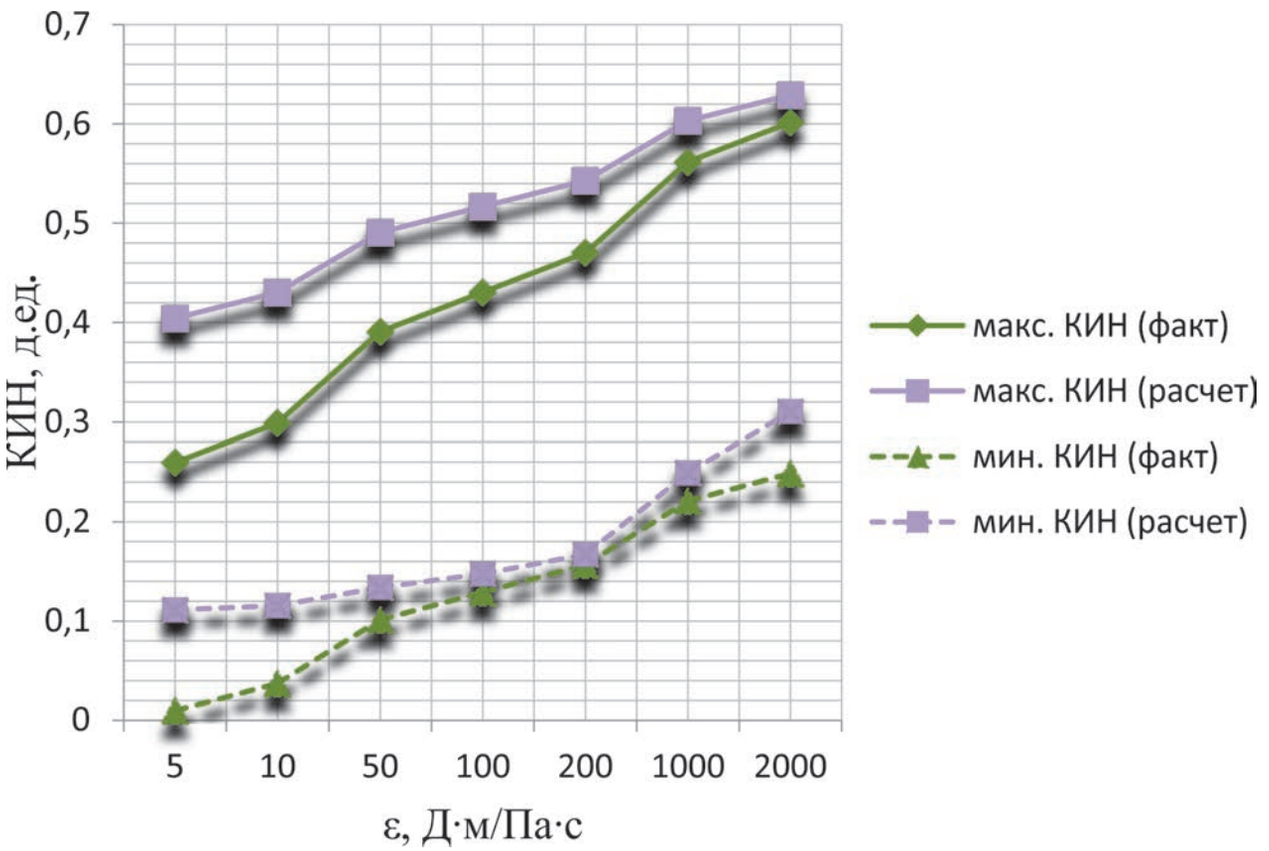
где G – гидропроводность пласта.

Во всех работах отмечается, что КИН увеличивается с ростом гидропроводности пласта независимо от вещественного состава и типа коллектора и указывается правомерность использования комплексного параметра гидропроводности без учета влияния каждой, входящей в этот параметр, величины.

Большинство существующих методик было создано до 90-х годов прошлого века, основанные на опыте разработки месторождений Урало-Поволжья и Азербайджана и в меньшей степени – месторождений Западной Сибири, и по пластам, как правило, характеризующимся хорошими и средними фильтрационными свойствами, минимальное значение проницаемости по пластам ограничивалось 0,024 мкм^2.

В последнее время основной прирост запасов и ввод месторождений в разработку связаны с низкопроницаемыми пластами. Существующие методики оценки КИН основаны на анализе различных по степени влияния параметров, т.е. регрессионные уравнения включают в себя параметры, характеризующие как макронеоднородность, так и микронеоднородность пласта, а также отдельные характеристики проектных

Рис. 2.
Зависимости конечного расчетного и фактического КИН от величины гидропроводности для терригенного коллектора при заводнении



решений, но часто без учета режима разработки. Значения многих параметров, входящих в существующие методики, как правило, неизвестны на стадии проектирования и поэтому берутся «по аналогии», что значительно влияет на обоснованность получаемой величины КИН. Результаты использования 3D гидродинамических моделей также показывают значительное отклонение расчетных и фактических величин коэффициента извлечения нефти.

Для уменьшения «степени свободы» в оценке КИН на ранней стадии проектирования разработки месторождения с учетом объема и достоверности исходной информации в этот период следует основываться на наиболее важных и определяемых на самой ранней стадии исследования продуктивного пласта и не зависящих от внешних факторов параметрах – абсолютной проницаемости (k), эффективной нефтенасыщенной толщине (h), вязкости пластовой нефти (μ), формиру ющих комплексную величину гидроводности ε=kh/μ.

Исходя из требования, что характер изменения величин должен приводить к изменению результативного признака и достаточно равномерно распределяться по данным исследования, все пласты, участвующие в анализе, были разделены на 4 группы по значению величины гидропроводности пласта с различным сочетанием всех трех входящих в нее величин:

группа	1 группа	2 группа	3 группа	4 группа
ε, Д·м/Па·с	ε < 10	10 ≤ ε < 100	100 ≤ ε < 1000	ε ≤ 1000

За фактическую величину КИН принято значение, полученное при отборе не менее 80% извлекаемых запасов. На ***рис. 1*** приведены расчетные и фактические значения КИН для пластов с различными значениями гидропроводности. Есть область точек для гидропроводности менее 10 Д·м/Па·с, в которой нет ни одного фактического значения КИН. Одной из причин сложившейся ситуации является существенное завышение расчетного значения КИН для пластов с крайне низкими фильтрационными характеристиками. Для пластов с проницаемостью менее 0,025 мкм^2 и при обводненности 90% максимальный фактический отбор НИЗ составил 41,6% от расчетной величины. Для пластов с проницаемостью менее 0,010 мкм^2 текущие фактические коэффициенты нефтеотдачи находятся в диапазоне от 0,014 до 0,235 при среднем значении 0,138. При обводненности продукции около 80% отбор НИЗ в среднем не превысил 35% от расчетной величины.

На основе анализа комплексного параметра гидропроводности, расчетных и фактических значений КИН при реализации системы заводнения были получены зависимости, которые позволяют оценить возможную (достижимую) величину коэффициента извлечения нефти в широком диапазоне значений параметров.

1. Зависимость для расчета КИН, полученная по максимальным фактическим значениям КИН:

$$КИН_{макс.ф.}=a+b*ln(\varepsilon)$$

где a = 0,167404224; b = 0,05709823; ε – величина гидропроводности пласта. Коэффициент достоверности равен r^2 = 0,9240772952.

2. Зависимость для расчета КИН, полученная по максимальным расчетным значениям КИН:

$$КИН_{макс.р.}=a+b*ln(\varepsilon),$$

где a = 0,343757574; b = 0,03754349. Коэффициент достоверности равен r2 = 0,9620886142.

3. Зависимость для расчета КИН, полученная по минимальным фактическим значениям КИН:

$$КИН_{мин.ф.}=a+b*ln(\varepsilon),$$

где a = -0,05467696; b = 0,039877288. Коэффициент достоверности равен r^2 = 0,8860019938.

4. Зависимость для расчета КИН, полученная по минимальным значениям расчетного КИН:

$$КИН_{мин.р.}=a+b*\varepsilon^{0,5},$$

где a = 0,10064662; b = 0,004686385. Коэффициент достоверности равен r^2 = 0,9203036240.

Одно и то же значение гидропроводности пласта может быть получено при достаточно

Таблица 1.

Максимальные достижимые значения фактических КИН для пластов с гидропроводностью 100 Д·м/Па·с≤ε<1000 Д·м/Па·с

h≥10							
5≤h<10			0,454	0,537	0,681		
2≤h<5			0,398	0,426	0,505		
h<2				0,111	0,411		
	k<5	5≤k<10	10≤k<50	50≤k<100	100≤k<500	500≤k<1000	k≥1000

— – границы области, образующейся при заданных значениях параметров (абсолютной проницаемости, эффективной нефтенасыщенной толщины пласта и вязкости пластовой нефти не более 2,5 мПа·с)

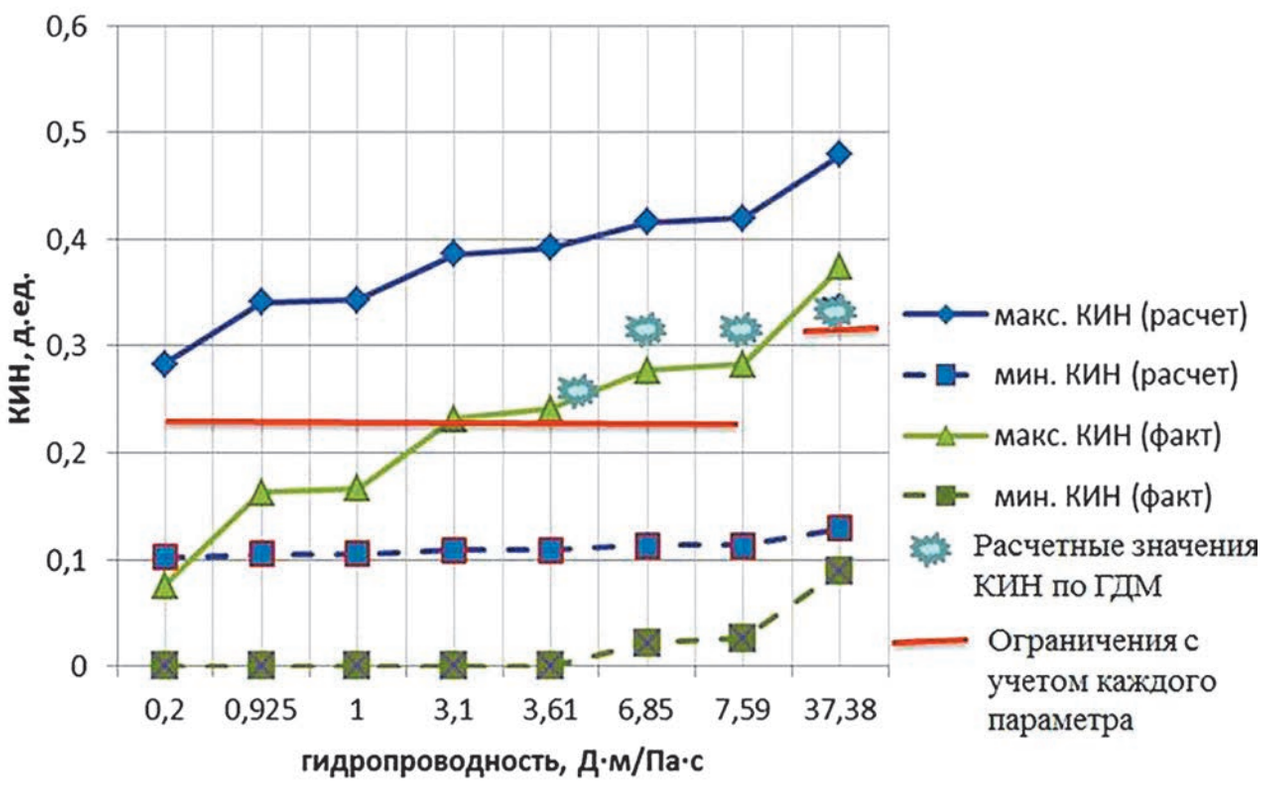
широком диапазоне сочетаний параметров. При этом каждый параметр может оказывать как доминирующее влияние, так и иметь подчиненное значение в формировании величины гидропроводности. В зависимости от соотношения этих параметров могут быть достигнуты существенно различные значения конечного КИН. Эти же соотношения определяют и степень расхождения расчетных и фактических значений КИН. На ***рис. 2*** приведены зависимости конечного расчетного и фактического КИН для каждой группы пластов по величине гидропроводности.

Наименьшее расхождение фактического и расчетного конечного значения КИН получено по пластам со «средними» значениями фильтрационных характеристик, когда все три параметра, определяющие величину гидропроводности пласта, вносят «равный» вклад. При преобладающем влиянии одного какого-либо параметра, например, при проницаемости пласта равной 0,001 мкм^2, расхождение расчетных и фактических значений конечного КИН возрастает. Одной из причин таких расхождений является завышенное значение расчетного конечного коэффициента извлечения нефти, полученное по трехмерным гидродинамическим моделям. Одним из недостатков 3D ГДМ является невозможность учета изменения соотношения действующих сил в поровых каналах, как при очень низком, так и при очень высоком значении проницаемости с различным сочетанием двух других параметров, формирующих величину гидропроводности.

На основании выполненного анализа расчетных и фактически полученных КИН сформированы ограничения на максимальные и минимальные значения КИН, которые могут быть получены по пластам, с учетом значения каждого параметра, входящего в величину гидропроводности. В ***табл. 1*** приведен пример по ограничению максимального значения КИН для заданного интервала гидропроводности и с различным сочетанием фильтрационных характеристик пласта.

На ***рис. 3*** приведено сравнение значений КИН, полученных по расчетам на ГДМ (проектные решения), и значений по предлагаемому подходу, учитывающему вклад каждого параметра, входящего в величину гидропроводности. Полученные расчетные значения КИН находятся в интервале минимальных и максимальных расчетных значений. Для двух пластов расчетные значения КИН превышают фактические значения, полученные для пластов с таким же значением гидропроводности, но с учетом вклада каждого из параметра этой величины все значения КИН оказываются больше, чем полученные по факту.

Рис. 3.
Сравнение максимальных фактических значений КИН и расчетных по ГДМ



Полученные по 3D гидродинамическим моделям расчетные значения коэффициента извлечения нефти всегда носят «оптимистический» характер, и утверждение этих величин в ТЭО КИН и последующих проектных документах ставит недропользователя, уже на стадии проектирования, в затруднительное положение, завышая извлекаемые запасы. Полученные расчетные значения КИН должны корректироваться, основываясь на фактических данных разработки нефтяных пластов, характеризующихся не столько самой величиной гидропроводности, сколько сочетанием геолого-физических характеристик, составляющих этот параметр.

Литература

1. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 2001. 340 с.
2. Давыдов А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. М.: ВНИИОЭНГ. 2008. 316 с.
3. Мартос В.Н., Куренков А.И. Прогнозирование нефтеотдачи на стадии разведки месторождений. М.: Недра. 1989. 231 с.
4. Назарова Л.Н. Результаты интегральной оценки фактического и расчетного КИН по месторождениям, разрабатываемым с применением заводнения //Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2014. № 4. С. 25–36.
5. Назарова Л.Н., Мищенко И.Т. Обоснование граничных значений конечного коэффициента нефти для терригенных пластов, разрабатываемых с применением заводнения //Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. № 3. С. 49–55.
6. Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Под ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. М.: ВНИИнефть. 2013. 187 с.
7. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. М.: Нефть и газ. 2004.

UDC 622.276

L.N. Nazarova, Doctor of Engineering, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Nazarova–in@irmu.ru
[1]65 Leninsky Prospect, Moscow, 119991, Russia.

The Ratio of the Estimated and Actual Values of Oil Recovery Factor. The Decision about the Final ORF

Abstract. The article discusses one approach to foundation the value of oil recovery factor (ORF) in the project documents for development of oil fields. The main characteristics of the existing empirical methods for forecast evaluation of ORF. The comparison and analysis of calculated and actual values of the ORF for the development of fields with waterflooding. Estimation procedure for ORF, evidence–based development of more than 500 objects with different ratio parameters, which form value of the hydraulic conductivity of the layer.

Keywords: development of oil fields; estimated and actual oil recovery factor; water flooding; hydraulic conductivity; regression equations; dynamic model; project documents

References

1. Gavura V.E. ***Kontrol' i regulirovanie protsessa razrabotki neftianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii*** [Control and regulation of the development of oil and gas and oil fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2001, 340 p.
2. Davydov A.V. ***Analiz i prognoz razrabotki neftianykh zalezhei*** [Analysis and forecast of development of oil deposits]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2008, 316 p.
3. Martos V.N., Kurenkov A.I. ***Prognozirovanie nefteotdachi na stadii razvedki mestorozhdenii*** [Forecasting oil recovery at the exploration stage]. Moscow, Nedra Publ., 1989, 231 p.
4. Nazarova L.N. ***Rezul'taty integral'noi otsenki fakticheskogo i raschetnogo KIN po mestorozhdeniiam, razrabatyvaemym s primeneniem zavodneniia*** [The results of an integrated assessment of the actual and calculated coefficient of oil recovery for fields developed with the use of waterflooding]. ***Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina*** [Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin], 2014, no. 4, pp. 25–36.
5. Nazarova L.N., Mishchenko I.T. ***Obosnovanie granichnykh znachenii konechnogo koeffitsienta nefti dlia terrigennykh plastov, razrabatyvaemykh s primeneniem zavodneniia*** [Justification of the boundary values of the final oil coefficient for terrigenous layers developed using waterflooding]. ***Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina*** [Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin], 2015, no. 3, pp. 49–55.
6. ***Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti*** [Increasing the efficiency of developing deposits with hard-to-recover oil reserves]. Edited by D.Iu. Krianeva, S.A. Zhdanova. Moscow, VNIIneft Publ.,, 2013, 187 p.
7. Shchelkachev V.N. ***Vazhneishie printsipy nefterazrabotki. 75 let opyta*** [The most important principles of oil production. 75 years of experience]. Moscow, Neft i gaz Publ., 2004.