

ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ ПЕРЕОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ ВИЗЕЙСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

К.А. Кошкин

АО «РИТЭК», Москва, Россия

С.В. Галкин

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Статистически обосновано, что в условиях неопределенности геологической информации целесообразной является разработка надежных статистических оценок коэффициентов извлечения нефти, которые могут выполняться оперативно. Особенно это представляется актуальным при проектировании и уточнении нефтеотдачи объектов разработки на стадии планирования поисковых и геолого-разведочных работ. Основой таких экспресс-оценок являются геолого-технологические условия разработки залежей.

Для территории северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для визейских эксплуатационных объектов проведен анализ достоверности применения существующих моделей оценки коэффициента извлечения нефти. Рассмотрены возможности применения ряда методик в условиях разработки визейских эксплуатационных объектов с поддержанием пластового давления и на естественном режиме. В целом результаты расчетов позволяют говорить о существенных отклонениях оцененной по ним нефтеотдачи в сравнении с утвержденными проектными значениями.

Разработана методика оценки коэффициентов извлечения нефти, адаптированная к современным условиям разработки залежей северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Обосновано, что анализ необходимо выполнять отдельно для залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и на естественном режиме. С помощью методов статистической обработки установлены геолого-технологические информативные показатели, влияющие на конечную нефтеотдачу пластов. Прогнозная оценка нефтеотдачи выполнена на основе многомерных статистических зависимостей, аргументами в которых являются геолого-технологические показатели разработки.

Зависимости для удобства их использования на практике в соответствии с геологической изученностью залежей построены в 2 вариантах. В первом случае в качестве исходной информации использованы только геологические показатели, что позволяет выполнять прогнозную оценку нефтеотдачи для проектов поисков месторождений нефти. Второй тип статистических моделей дополнительно включает технологические показатели разработки, что позволяет с большей достоверностью прогнозировать проекты геолого-разведочных работ.

Полученные в работе модели в значительной степени уточняют прогноз нефтеотдачи для визейских залежей, позволяя повысить достоверность выполнения геолого-экономической оценки проектов поисковых и геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: визейские залежи, выработка запасов нефти, геолого-разведочные работы, геолого-технологические показатели, коэффициент извлечения нефти, эксплуатационный объект.

OIL RECOVERY FORECAST DURING REEVALUATION OF VISEAN CLASTIC DEPOSITS RESERVES OF NORTH-EAST VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE

K.A. Koshkin

RITEK OJSC, Moscow, Russian Federation

S.V. Galkin

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

It is statistically proved that in the context of geological information uncertainty reliable prompt statistical evaluation of oil recovery factor (ORF) is helpful. It is especially relevant in case of design and specification of oil recovery from the developing field at the stage of prospecting and exploration planning. The bases for such express evaluation are geological and technological conditions of field development.

The analysis of implementation reliability of existing models for oil recovery factor evaluation was done for Visean producing deposits at North-East part of Volga-Ural oil and gas province. Implementation possibilities of the methods were analyzed taking into account scenarios of natural depletion and pressure maintenance for Visean producing deposits. Calculation results show significant deviation of theoretical oil recovery from approved values in design project.

The methodology for oil recovery factor evaluation was developed and adopted to the actual conditions of development of Volga-Ural oil and gas province (OGP). It is proved that analysis have to be done separately for the fields at natural depletion and pressure maintenance (PM) stages. Geological and technological informative parameters that influence final oil recovery were determined thanks to statistical processing methods. Oil recovery forecast was done based on multi-dimensional law, where arguments are geological and technological development parameters.

In order to simplify its use in practice laws are built in two types in accordance with geological state of knowledge. In the first case only geological parameters represent initial information. That allows performing forecast evaluation of the field oil recovery while its exploration. In the second case technological parameters of development are considered as well. That allows most likely forecasting geological and exploration works.

Obtained models significantly specify oil recovery from Visean deposits forecast. It helps to increase truthfulness of geological and economic evaluation of prospecting, geological and exploration works.

Keywords: Visean deposits, oil recovery, geological and exploration works, geological and technological parameters, oil recovery factor, producing field.

Введение

Несмотря на технологическое усовершенствование процесса поисковых и геолого-разведочных работ для «старых» нефтедобывающих районов со временем происходит закономерное снижение как успешности данных мероприятий, так и приростов запасов в целом. Это связано с истощением крупных месторождений и перемещением поисковых работ в менее перспективные районы. Тенденции усложнения условий поисков новых месторождений прослеживаются для всех «старых» нефтедобывающих районов [1].

Созданная в нефтедобывающих районах инфраструктура и опыт производства позволяют вводить в эксплуатацию месторождения с низкими запасами нефти и показателями рентабельности. С другой стороны, основная доля в стоимости геолого-разведочных работ приходится на бурение поисковых и разведочных скважин, при этом доля отрицательных результатов работы высока. Так, в последние десятилетия осредненная успешность поисков в мире составляет около 25 % [2]. Согласно обобщению по геолого-разведочным работам [3] для месторождений с геологическими запасами менее 2,5 млн т погрешности оценки геологических запасов для категорий C_1 и C_2 составляют 55 и 85 %, а технологические риски – 48 и 76 % соответственно. Это определяет необходимость детальной геолого-экономической оценки на стадии планирования геолого-разведочных работ.

Постановка задачи статистической оценки конечной нефтеотдачи пластов

Вопросы экономического планирования в условиях неопределенности рассмотрены в многочисленных работах [4, 5]. Ключевым звеном в такой оценке является достоверное прогнозирование коэффициентов извлечения нефти (КИН). При решении задач оперативного контроля запасов нефти, когда построение геолого-гидродинамических (фильтрационных) моделей требует излишне больших временных затрат, целесообразным представляется оценка КИН на основе статистических моделей. Особенно это востребовано для эксплуатационных объектов на ранних стадиях проектирования. Помимо прочего, упрощенные статистические оценки более устойчивы к погрешностям информации, чем методы имитации разработки месторождений.

Ввиду истощения крупных перспективных объектов нефтегазодобывающие предприятия, такие как компания «РИТЭК», вынуждены переоценивать перспективы малоразмерных подготовленных структур и мелких месторождений, отнесенных ранее к малорентабельному фонду. Применительно к территории северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в значительной степени такие месторождения связаны с нефтегазоносностью визейских терригенных отложений. Визейские отложения на территории исследования имеют высокую плотность промышленных открытий и длительную историю разработки. Соответственно, большой фактический материал позволяет корректно применять статистические методы для анализа. С учетом этого возможности прогнозной оценки КИН на основе статистических моделей в данной работе рассмотрены на примере визейских залежей северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, которая административно находится в границах Пермского края.

Основой экспресс-оценок должны являться геолого-технологические условия разработки залежей. Для проведения такого анализа, прежде всего, необходимо ориентироваться на объекты, находящиеся на поздних стадиях разработки. Высокая выработанность запасов таких объектов свидетельствует о реальности достижения проектных величин нефтеотдачи и надежности информации, накопившейся за длительный период их разработки.

Большое разнообразие геологических условий и применяемых систем разработки не позволяет во всех случаях однозначно определять стадию разработки конкретного месторождения [6]. В данной работе для отнесения эксплуатационных объектов к поздним стадиям использованы критерии из работы [7], а именно средний темп отбора жидкости более 9 %, обводненность продукции скважин более 35 %, перевод фонда скважин на механизированный способ добычи, при режиме растворенного газа – рост газового фактора [7]. В результате для условий разработки с поддержанием пластового давления (ППД) 82 визейских залежи из 165 отнесены к поздним стадиям разработки. Существенно ниже выработка залежей, разрабатываемых на естественном режиме, для них из 115 на поздних стадиях разработки находятся лишь 17 залежей.

Очевидно, что в процессе разработки нефтяного месторождения на КИН влияет большое количество факторов, как геологических, обусловленных особенностями эксплуатационных объектов, так и технологических, определенных условиями разработки. Задача данной статьи – оценка влияния комплекса геолого-технологических показателей разработки на нефтеотдачу и построение надежных моделей статистической оценки КИН. Ко всем геолого-технологическим показателям при этом предъявляются требования информативности, численного представления и возможности их достоверной оценки.

Анализ эффективности применяемых методик статистической оценки коэффициента извлечения нефти

К настоящему времени при оценке КИН визейских терригенных залежей в Пермском регионе получил распространение ряд аналитических методик. На первом этапе необходимо оценить их эффективность применительно к месторождениям поздних стадий разработки, для которых утвержденные проектные КИН_{пр} подтверждены длительной эксплуатацией залежей. В данной работе значение КИН_{пр} является определяющим при проведении статистического анализа и поиска модифицированных зависимостей нефтеотдачи от геологических и технологических показателей.

Одной из часто применяемых на практике в Пермском регионе методик является расчет КИН по программе «КИНГ», созданной по статистическим зависимостям для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Методика программы «КИНГ» рекомендована к использованию в РД 39-0147035-214-86 [8].

В расчетах КИН_{кинг} для визейских терригенных залежей, разрабатываемых с системой ППД, рекомендована следующая зависимость:

$$\text{КИН} = 0,333 - 0,089\mu/\mu_v + 0,0013T + 0,121lg(k) + 0,173K_n + 0,149K_{\text{пес}} + 0,0038h - 0,085\text{ВНЗ} - 0,00053S_{\text{скв-ппд}}$$

где μ – вязкость пластовой нефти, мПа·с; μ_v – вязкость пластовой воды, мПа·с; T – пластовая температура, °С; k – проницаемость, 10^{-3} мкм²; K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; $K_{\text{пес}}$ – коэффициент песчаности, доли ед.; h – средняя нефтенасыщенная толщина, м; ВНЗ – доля водонефтяной зоны, доли ед.; $S_{\text{скв-ппд}}$ – проектная плотность сетки скважин, га/скв.

Результаты отклонений расчетов по методике «КИНГ» от проектных КИН_{пр} для 94 визейских залежей представлены в виде гистограмм на рис. 1. Интервал варьирования для гистограмм здесь и далее определяется с учетом диапазона значений КИН и объема статистической выборки по формуле Стерджесса ($I_{\text{ст}}$). Он оценен как $I_{\text{ст}} = 0,03$ доли ед. С учетом принятого интервала варьирования ($I_{\text{ст}} = 0,03$) отклонения КИН, по модулю превышающие значения $3I_{\text{ст}} = 0,09$ доли ед., здесь и далее признавались превышающими допустимую статистическую погрешность. В результате в диапазон с погрешностью менее 0,09 доли ед. попадают 52 % значений. Если средняя величина рассчитанных значений достаточно близка к проектной (КИН_{кинг} = 0,386 и КИН_{пр} = 0,399), то рассчитанный для методики «КИНГ» средний модуль отклонений прогноза от факта значительно превышает допустимые значения – $M = 0,081$ доли ед.

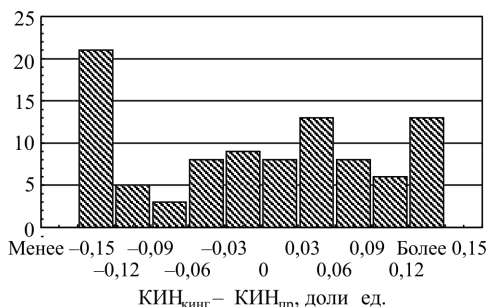


Рис. 1. Гистограммы отклонений коэффициентов извлечения нефти, рассчитанных по методике «КИНГ», от проектных КИН_{пр} для визейских залежей Пермского края

С целью контроля результатов проведено сопоставление расчетных КИН_{кинг} с проектными для визейских объектов поздних стадий разработки. Из рис. 2 видно, что полученные расчетные результаты (при $n = 30$) плохо согласуются с КИН_{пр}. Наблюдается даже незначительная отрицательная связь ($r = -0,08$). В целом для эксплуатационных объектов поздних стадий наблюдается устойчивое занижение оценки по методике «КИНГ» (средние значения КИН_{кинг} = 0,406 против КИН_{пр} = 0,447).

Для залежей, разрабатываемых с ППД, одной из основных в процессе экспресс-оценок КИН при аудите запасов в Пермском регионе является следующая зависимость ООО «ПермНИПИнефть»:

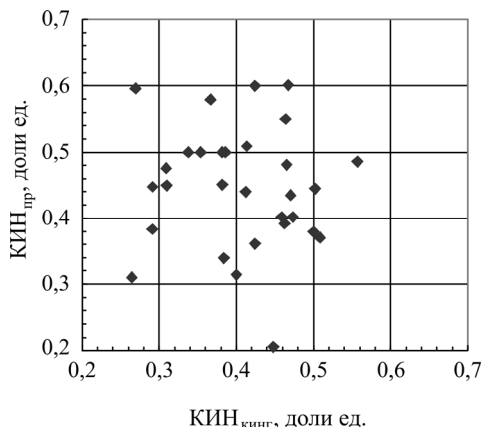


Рис. 2. Зависимость проектных значений коэффициентов извлечения нефти от рассчитанных по методике «КИНГ» для визейских залежей, находящихся на поздних стадиях разработки

$$\text{КИН} = -0,3520 + 0,52166 (K_n \cdot K_n / b)^{0,0422} \times (0,4k/\mu)^{0,077} (1 - K_n)^{-0,190} \times (P_i / (0,8P_i - 100))^{-0,2159},$$

где K_n – пористость пород, доли ед.; K_n – нефтенасыщенность пород, доли ед.; b – объемный коэффициент, доли ед.; k – проницаемость, 10^{-3} мкм²; μ – вязкость пластовой нефти, мПа·с; P_i – пластовое давление, атм.

Согласно авторам данная зависимость универсальна по набору исходных параметров и применима ко всем типам коллекторов. Метод для территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции одобрен экспертами аудиторской компании «Miller and Lents, Ltd». Для залежей разрабатываемых с ППД, проведены расчеты $\text{КИН}_{\text{нпнн}}$, которые сопоставлены с $\text{КИН}_{\text{пр}}$. При сопоставлении результатов участвовало 116 объектов. В результате установлено незначительное занижение средних расчетных величин ($\text{КИН}_{\text{нпнн}} = 0,357$ против $\text{КИН}_{\text{пр}} = 0,369$). Между тем построенные гистограммы отклонений рассчитанных $\text{КИН}_{\text{нпнн}}$ от $\text{КИН}_{\text{пр}}$ (рис. 3) показывают, что лишь 56 % значений попадают в диапазон с погрешностью менее 0,09 доли ед. Рассчитанный средний по залежам модуль отклонений КИН также недопустимо велик – $M = 0,087$ доли ед. Все это показывает недостаточную эффективность применения данной методики для прогноза КИН визейских залежей.

При сопоставлении результатов расчета $\text{КИН}_{\text{нпнн}}$ для залежей поздних стадий разработки учитывали 116 объектов. На рис. 4 видно, что полученные оценки достаточно хорошо коррелируют с $\text{КИН}_{\text{пр}}$ ($r = 0,57$). Однако в ре-

зультате анализа также установлено занижение расчетных величин в сравнении с проектными ($\text{КИН}_{\text{нпнн}} = 0,407$ против $\text{КИН}_{\text{пр}} = 0,432$).

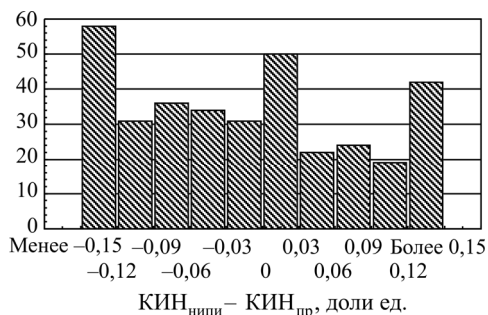


Рис. 3. Гистограммы отклонений коэффициентов извлечения нефти, рассчитанных по экспресс-методике «ПермНИПИнефть», от проектных значений для визейских залежей, разрабатываемых с ППД

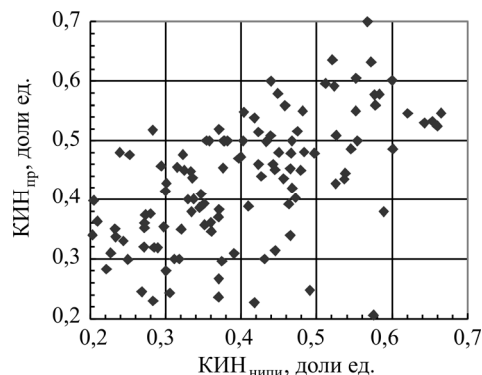


Рис. 4. Зависимость проектных значений коэффициентов извлечения нефти от рассчитанных по экспресс-методике «ПермНИПИнефть» для визейских залежей, разрабатываемых с ППД

Для разрабатываемых на естественном режиме залежей Пермского региона компанией «Miller and Lents, Ltd» с целью оценки аудита запасов предложена зависимость American Petroleum Institute – API, которая также рекомендована для условий естественного режима в РД 39-0147035-214-86 [8]:

$$\text{КИН} = 0,418 (K_n \cdot K_w / b)^{0,1611} (k/\mu)^{0,0979} \times (1 - K_n)^{0,3722} (P_b / (P_b - 0,3 P_b))^{0,1741},$$

где K_n – коэффициент пористости, доли ед.; K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; k – проницаемость, мкм²; μ – вязкость пластовой нефти, мПа·с; b – объемный коэффициент; P_b – давление насыщения, атм.

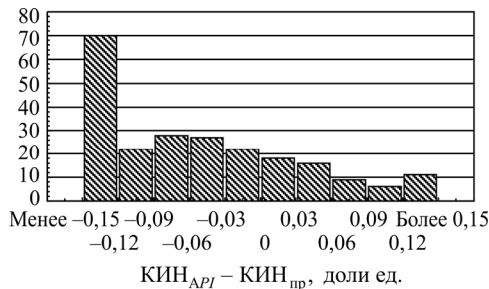


Рис. 5. Гистограммы отклонений коэффициентов извлечения нефти, рассчитанных по методике АРІ, для разрабатываемых на естественном режиме залежей

Результаты расчетов $КИН_{АРІ}$ в сопоставлении их с $КИН_{пр}$ приведены на рис. 5. Гистограммы отклонений показывают, что в диапазон с погрешностью менее 0,09 доли ед. попадают 52 % значений. Вместе с тем на гистограммах также четко видно, что данная методика в явном виде завывает $КИН$, в связи с чем она абсолютно непригодна для расчетов на территории Пермского края.

В целом результаты расчетов по применяемым в настоящее время методикам статистической оценки $КИН$ визейских залежей позволяют говорить о существенных отклонениях оцененной по ним нефтеотдачи от утвержденных проектных значений. Причинами установленного несоответствия являются неадаптированность применяемых методик к современным условиям разработки и конкретным условиям разработки залежей Пермского края. Наилучшие результаты получены при использовании методики «ПермНИПИнефть» для залежей, разрабатываемых с ППД, вместе с тем и здесь наблюдаются существенные отклонения $КИН$ от принятых при проектировании. С учетом выполненного анализа можно сделать вывод о необходимости разработки усовершенствованной методики оценки $КИН$.

Разработка методики прогнозной оценки коэффициента извлечения нефти для различных геолого-технологических условий эксплуатационных объектов

В работах [9–16] для эксплуатационных объектов территории северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции приведены примеры влияния геолого-технологических показателей разработки на динамику добычи нефти. Анализ позволил выделить сле-

дующий комплекс информативных при оценке $КИН$ показателей: плотность сетки скважин в проектном документе $S_{скв-птд}$, га/скв.; количество нагнетательных скважин в проектном документе $СКВ_{н-птд}$; пластовая вязкость нефти μ , МПа·с; газосодержание нефти G , м³/т; содержание парафина $ПР$, %; давление насыщения P_b , МПа; начальное пластовое давление P_i , МПа; проницаемость коллекторов k , мД; нефтенасыщенная толщина h , м; коэффициент пористости $K_{п}$, доли ед.; коэффициент нефтенасыщенности K_n , доли ед.; доля в площади залежи ее водонефтяной зоны $ВНЗ$, доли ед.; начальный дебит нефти в первом проектном документе Q_n , т/сут.; коэффициент вытеснения нефти $K_{выт}$, доли ед.

Установлено, что залежи, разрабатываемые с ППД, имеют $КИН_{пр}$ в среднем значительно выше, чем разрабатываемые на естественном режиме. Прирост $КИН_{пр}$ составляет 0,10 доли ед., что соответствует примерно 26 % прироста по добыче нефти. С учетом этого анализ выполнялся отдельно для залежей, разрабатываемых с применением ППД и на естественном режиме. На первом этапе выявлялись информативные показатели, имеющие значимые статистические связи с $КИН$.

Устойчивая связь $КИН$ визейских терригенных залежей с $K_{выт}$ наблюдается для залежей, разрабатываемых с ППД ($r = 0,35$). При разработке залежей на естественном режиме связь $КИН$ с $K_{выт}$ значительно менее тесная ($r = 0,23$). В последнем случае явно не соответствуют закономерности запроектированные без ППД залежи с аномально низкими утвержденными $КИН$. Вероятно, для них проектная нефтеотдача нуждается в существенной корректировке.

Основными геологическими показателями, контролирующими $КИН$ для залежей с ППД, также являются нефтенасыщенная толщина h ($r = 0,35$) и содержание парафина $ПР$ ($r = 0,35$). В меньшей степени нефтеотдачу определяют давление насыщения P_b ($r = 0,29$), вязкость нефти μ ($r = 0,23$), коэффициент песчанности $K_{пес}$ ($r = 0,24$), нефтенасыщенность K_n ($r = 0,18$) и проницаемость k ($r = 0,15$). Из технологических показателей наибольшей связью с $КИН$ характеризуется количество проектных нагнетательных скважин $СКВ_{н-птд}$ ($r = 0,29$). Проектная плотность сетки скважин $S_{скв-птд}$ ($r = -0,13$) так же, как и проектный дебит Q_n ($r = 0,06$), влияет на $КИН_{пр}$ существенно в меньшей степени. Необходимо заметить, что для

режима с ППД наиболее интенсивно разрабатываемые залежи (с большими накопленной добычей и обводненностью) характеризуются и большим охватом вытеснением $K_{\text{охв}}$ и конечным КИН (соответственно $r = 0,34$ и $r = 0,38$).

Для залежей, разрабатываемых на естественном режиме, больший статистический вес приобретают показатели, характеризующие газонасыщенность нефти G ($r = 0,27$) и давление насыщения P_b ($r = 0,39$). Это иллюстрирует тот факт, что при разработке на естественном режиме ведущим фактором становится запас энергии растворенного в нефти газа. Также относительно высокой корреляцией с КИН характеризуются нефтенасыщенная толщина h ($r = 0,23$), проницаемость k ($r = 0,21$) и вязкость μ ($r = -0,19$). Слабее здесь влияют показатели, характеризующие свойства коллекторов ($K_{\text{пр}}$, $K_{\text{нр}}$, $K_{\text{тес}}$), меньший вес, чем при разработке с ППД, имеет парафинистость нефти ПР ($r = 0,11$).

Среди технологических показателей наибольшее влияние на КИН при разработке на естественном режиме оказывает проектный дебит нефти Q_n ($r = 0,41$). Также значимая связь присутствует между КИН и проектной плотностью сетки скважин $S_{\text{скв-птд}}$ ($r = -0,22$). Для залежей с разработкой на естественном режиме устойчивых связей накопленной добычи и обводненности с КИН не наблюдается ($r = -0,07$). Обводнение скважин здесь не свидетельствует об эффективном режиме вытеснения, а залежи с более высокими КИН разрабатываются в целом лишь незначительно более высокими темпами.

Таким образом, для ряда геолого-технологических показателей установлены статистические связи с КИН. С учетом этого прогнозная оценка КИН в данной работе выполнена на основе многомерных статистических зависимостей, аргументами в которых являются геолого-технологические показатели разработки. Зависимости для удобства их использования на практике построены в 2 вариантах. В первом случае в качестве исходной информации должны использоваться только геологические показатели – оценка $K_{\text{ИН-геол}}$. На более поздних стадиях проектирования, когда известны технологические показатели разработки, их учет позволяет уточнить прогнозную модель – оценка $K_{\text{ИН-тех}}$.

В результате при использовании только геологических показателей многомерная модель имеет следующий вид:

$$K_{\text{ИН-геол}} = -0,516 + 0,0045h + 1,86K_{\text{п}} + 0,0103P_b + 0,000037G + 0,0319\text{ПР} + 0,551 K_{\text{выт}}$$

при $R = 0,67$.

При учете также технологических показателей:

$$K_{\text{ИН-тех}} = -0,615 + 0,0039h + 2,04K_{\text{п}} + 0,0090P_b - 0,000272S_{\text{скв-птд}} + 0,000243G + 0,0322\text{ПР} + 0,0018\text{СКВ}_{\text{н-птд}} + 0,641 K_{\text{выт}}$$

при $R = 0,71$.

Диапазоны варьирования величин показателей, при которых можно выполнять расчеты для обеих зависимостей, следующие: h – от 0,6 до 30 м; $K_{\text{п}}$ – 0,11–0,24 доли ед.; P_b – от 4,5 до 17,5 МПа; G – от 7 до 270 м³/т; $S_{\text{скв-птд}}$ – от 7,2 до 60 га/скв.; ПР – от 1,7 до 9,8 %; $\text{СКВ}_{\text{н-птд}}$ – от 1 до 20 шт.; $K_{\text{выт}}$ – от 0,507 до 0,711 доли ед.

Для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме, построены следующие модели прогноза. При использовании только геологических показателей:

$$K_{\text{ИН-геол}} = -0,129 + 0,0036h + 0,994K_{\text{п}} + 0,0128P_b - 0,0417\text{ВНЗ} + 0,0074\text{ПР} + 0,242 K_{\text{выт}}$$

при $R = 0,47$.

При учете также и технологических показателей:

$$K_{\text{ИН-тех}} = -0,060 + 0,0019h + 0,950K_{\text{п}} + 0,0064P_b - 0,000727S_{\text{скв-птд}} - 0,0510\text{ВНЗ} + 0,0084\text{ПР} + 0,00357Q_n + 0,227 K_{\text{выт}}$$

при $R = 0,56$.

Диапазоны варьирования величин показателей, при которых можно выполнять расчеты для обеих зависимостей, следующие: h – от 0,7 до 10,0 м; $K_{\text{п}}$ – от 0,10 до 0,24 доли ед.; P_b – от 3,7 до 23,0 МПа; $S_{\text{скв-птд}}$ – от 8,9 до 60 га/скв.; ВНЗ – от 0,03 до 1,0 доли ед.; ПР – от 1,6 до 8,0 %; Q_n – от 0,6 до 36,2 т/сут.; $K_{\text{выт}}$ – от 0,438 до 0,784 доли ед.

Гистограммы отклонений результатов прогноза КИН для объектов поздних стадий представлены на рис. 6. Результаты прогноза для объектов с ППД показывают (рис. 6, а), что существенные отклонения в оценке КИН (более 0,09 доли ед.) получены для 18 объектов из 82 (22 %). Это значительно лучше результатов прогноза рассмотренных выше методик.

Результаты отклонений от утвержденных $K_{\text{ИН-пр}}$ для разрабатываемых на естественном режиме залежей поздних стадий приведены

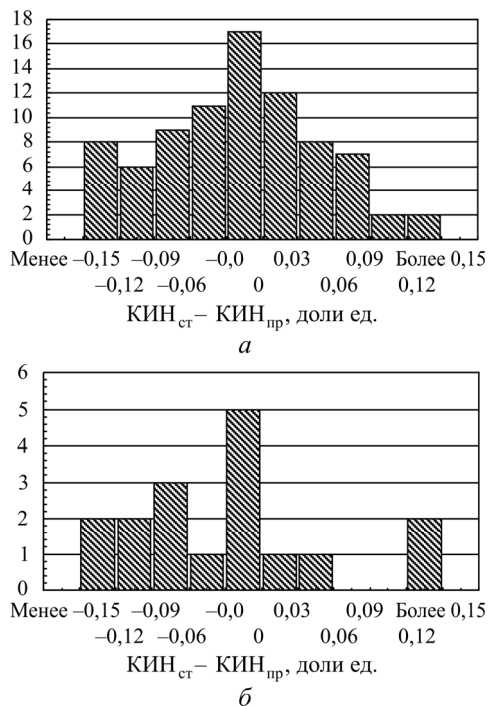


Рис. 6. Гистограммы отклонений статистически оцененных КИН от утвержденных для визейских залежей на поздних стадиях разработки для месторождений: *а* – с системой ППД; *б* – на естественном режиме

на рис. 6, б. Существенные отклонения КИН получены здесь для 6 объектов (23 %), что значительно лучше результатов прогноза по методике API.

Заключение

В рамках данной работы на основе статистического обобщения опыта разработки в Пермском регионе проведено научное прогнозирование нефтеотдачи для визейских залежей в различных геолого-технологических условиях разработки. С учетом выполненного в работе анализа сделаны выводы о необходимости разработки усовершенствованной методики оценки КИН, адаптированной к современным условиям разработки залежей в Пермском крае. Обосновано, что анализ необходимо выполнять в том числе раздельно для залежей, разрабатываемых с применением ППД и на естественном режиме. В результате установлен комплекс показателей, контролирующих КИН.

При планировании поисков и геолого-разведочных работ, в условиях высокой степени неопределенности геологической информации применение статистического метода оценки коэффициента извлечения нефти представляется целесообразным и экономически оправданным. Такой подход не только обеспечивает оперативность принимаемых решений, но и позволяет с допустимой достоверностью оценивать конечную нефтеотдачу пластов.

Список литературы

1. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий / А.Р. Курников, В.Н. Бородкин, С.В. Галкин, В.И. Галкин, А.В. Растегаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 4–13.
2. Rose P.R. Risk analysis and management petroleum exploration ventures. AAPG. Methods in Texas, USA, 2003. 164 p.
3. Халимов К.Э. Переход на международную классификацию запасов нефти – требование времени // Нефть, газ и бизнес. – 2002. – № 5. – С. 10–13.
4. Эдлос М., Стенсфилд Р. Методы принятия решений: пер. с англ. – М.: Аудит, 1997. – 590 с.
5. Brock W., Rothschild M., Stiglitz E. Stochastic capital theory // Joan Robinson and modern economic theory / ed. G. Ferrel. – New York, 1988. – 245 p.
6. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30–34.
7. Галкин С.В., Кошкин К.А., Поплаухина Т.Б. Анализ структуры фонда эксплуатационных объектов при оперативной оценке остаточных запасов нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 37–39.
8. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений. – М., 1996. – 202 с.
9. Воеводкин В.Л., Галкин С.В., Поплыгин В.В. Прогнозирование дебитов нефти при технико-экономическом обосновании проектов освоения и поисков месторождений территории ВКМКС // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 45–48.
10. Поплаухина Т.Б., Азанова С.С., Крылов Д.Ю. Использование метода кривой водонефтяного отношения WOR и характеристик вытеснения для проверки извлекаемых запасов, рассчитанных по международным стандартам // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2007. – № 9. – С. 14–17.
11. Коэффициент извлечения нефти: расчет и реальность / Т.Б. Поплаухина, И.В. Якимова, Т.Н. Матвейкина, А.И. Савич // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2005. – № 5–6. – С. 16–20.
12. Галкин В.И., Савич А.И., Акимов И.А. Дифференциация визейских объектов разработки для построения моделей определения коэффициентов извлечения нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 5. – С. 9–14.
13. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples / S. Shapiro, G. Khizhniak, V. Plotnikov, R. Niemann, P. Ilushin, S. Galkin // Journal of Geophysics and Engineering. – 2015. – № 12. – С. 376–385. DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/1742-2132/12/3/376>.
14. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края / Г.П. Хижняк, Т.Б. Поплаухина, С.В. Галкин, А.А. Ефимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 8. – С. 49–54.
15. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Обоснование направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае // Научные исследования и инновации. – 2009. – Т. 3, № 4. – С. 3–7.

16. Илюшин П.Ю., Галкин С.В. Возможности учета технологических показателей разработки нефтяных месторождений при прогнозе динамики обводненности продукции добывающих скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 64–74.

References

1. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Galkin S.V., Galkin V.I., Rastegaev A.V. Metodika veroiatnostnoi otsenki geologicheskikh riskov pri poiskakh nefitnykh mestorozhdenii dlia territorii s vysokoi plotnost'iu promyshlennykh otkrytii [The methodology for probability estimate of geological risks during oil fields prospecting for the territories with high value of productive discoveries]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no. 10, pp. 4-13.
2. Rose P.R. Risk analysis and management petroleum exploration ventures. AAPG. Methods in Texas, USA, 2003, 164 p.
3. Khalimov K.E. Perekhod na mezhdunarodnuiu klassifikatsiiu zapasov nefiti – trebovanie vremeni [Transition to international oil reserves classification – call of time]. *Nefit', gaz i biznes*, 2002, no. 5, pp. 10-13.
4. Eddous M., Stensfild R. Metody primatiia reshenii [Decision making methods]. Moscow: Audit, 1997, 590 p.
5. Brock W., Rothschild M., Stiglitz E. Stochastic capital theory. In: Joan Robinson and modern economic theory. Ed. G. Ferrel. New York, 1988. 245 p.
6. Muslimov R.Kh. Metody povysheniia effektivnosti razrabotki nefitnykh mestorozhdenii na pozdnie stadii [Methods for increase of oil fields at late stage development efficiency]. *Nefitnoe khozjaistvo*, 2008, no. 3, pp. 30-34.
7. Galkin S.V., Koshkin K.A., Poplaukhina T.B. Analiz struktury fonda ekspluatatsionnykh ob'ektov pri operativnoi otsenke ostatocnykh zapasov nefiti [Analysis of structure of producing fields during prompt evaluation of residual oil reserves]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 10, pp. 37-39.
8. RD 153-39-007-96. Reglament sostavleniia proektnykh tekhnologicheskikh dokumentov na razrabotku nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii [Regulations for design of project documents of oil and gas fields development]. Moscow, 1996. 202 p.
9. Voevodkin V.L., Galkin S.V., Poplygin V.V. Prognozirovanie debitov nefiti pri tekhniko-ekonomicheskom obosnovanii proektov osvoiniia i poiskov mestorozhdenii territorii VKMKKS [Oil rate forecast during feasibility study of projects such as field development and prospecting on VKMKKS]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 45-48.
10. Poplaukhina T.B., Azanova S.S., Krylov D.Iu. Ispolzovanie metoda krivoi vodoneftianogo otosnieniia WOR i kharakteristik vytesneniia dlia proverki izvlekaemykh zapasov, rasschitannykh po mezhdunarodnym standartam [Use of method of water oil relationship WOR curve and characteristics of displacement for test of recoverable reserves that are estimated accordingly to international standards]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh mestorozhdenii*, 2007, no. 9, pp. 14-17.
11. Poplaukhina T.B., Iakimova I.V., Matveikina T.N., Savich A.I. Koeffitsient izvlecheniia nefiti: raschet i real'nost' [Oil recovery factor: calculation and reality]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh mestorozhdenii*, 2005, no. 5-6, pp. 16-20.
12. Galkin V.I., Savich A.I., Akimov I.A. Differentsiatsiia vizeiskikh ob'ektov razrabotki dlia postroeniia modelei opredeleniia koeffitsientov izvlecheniia nefiti [Visean deposits differentiation for build of models for oil recovery factor determination]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Nefit' i gaz*, 2007, no. 5, pp. 9-14.
13. Shapiro S., Khizhniak G., Plotnikov V., Niemann R., Ilushin P., Galkin S. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2015, no. 12, pp. 376-385. DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/1742-2132/12/3/376>.
14. Khizhniak G.P., Poplaukhina T.B., Galkin S.V., Efimov A.A. Opyt primeniia metodiki otsenki koeffitsienta neftevytesneniia pri proektirovanii razrabotki nefitnykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Implementation experience of methods of oil recovery factor evaluation during design of Perm region oil fields development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 8, pp. 49-54.
15. Galkin V.I., Krivoshechekov S.N. Obosnovanie napravlenii poiskov mestorozhdenii nefiti i gaza v Permskom krae [Justification on Perm region oil and gas prospecting directions]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2009, vol. 3, is. 4, pp. 3-7.
16. Ilushin P.Iu., Galkin S.V. Vozможности ucheta tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki nefitnykh mestorozhdenii pri prognoze dinamiki obvodnenosti produktii dobyvaishchikh skvazhin [Possibilities of oil field technological parameters consideration during forecast of water cut dynamics of producing well production]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neфтегазовое i горное дело*, 2012, no. 4, pp. 64-74.

Об авторах

Коскин Константин Александрович (Москва, Россия) – исполняющий обязанности начальника отдела геолого-разведочных работ Урало-Поволжского региона АО «РИТЭК» (115035, г. Москва, Большая Ордынка, 3; e-mail: koshkin@uraloil.com).

Галкин Сергей Владиславович (Пермь, Россия) – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29; e-mail: doc_galkin@mail.ru).

About the authors

Konstantin A. Koshkin (Moscow, Russian Federation) – Acting for the Head of Department of Geological and Exploration Works in Ural-Privolzhsky Region RITEK OJSC (115035, Moscow, 3 Bolshaya Ordynka st.; e-mail: koshkin@uraloil.com).

Sergey V. Galkin (Perm, Russian Federation) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor at the Department of Oil and Gas Technologies of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29 Komsomolsky av.; e-mail: doc_galkin@mail.ru).

Получено 16.09.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Коскин К.А., Галкин С.В. Возможности прогноза нефтеизвлечения при переоценке запасов визейских терригенных залежей северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 16–23. DOI: [10.15593/2224-9923/2015.17.2](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.17.2)

Please cite this article in English as:

Koshkin K.A., Galkin S.V. OIL Recovery forecast during reevaluation of visean clastic deposits reserves of north-east Volga-Ural oil and gas province. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 17, pp. 16-23. DOI: [10.15593/2224-9923/2015.17.2](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.17.2)