

УДК 622.276

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ОПЕРАТИВНОМ КОНТРОЛЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ВИЗЕЙСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Галкин Сергей Владиславович<sup>1</sup>,  
doc\_galkin@mail.ru

Лобанов Дмитрий Сергеевич<sup>2</sup>,  
Dmitrij.Lobanov@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

<sup>2</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,  
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.

**Актуальность.** В рамках выполнения ежегодной геолого-экономической оценки запасов согласно международным стандартам при оценке коэффициентов извлечения нефти рекомендовано использовать методы аналогии, в том числе многомерные статистические методы. Используемые в настоящее время статистические модели для месторождений Пермского края построены на основе анализа информации по состоянию на 2008 г. За последнее десятилетие для территории исследования произошло массовое внедрение принципиально новых технологий разработки пластов, значительно повысившее эффективность разработки и достижимые величины проектных коэффициентов извлечения нефти. Соответственно, в современных условиях необходимо уточнение действующих моделей прогноза коэффициентов извлечения нефти.

**Цель:** актуализация для визейских нефтяных эксплуатационных объектов Пермского края многомерных моделей прогноза коэффициентов извлечения нефти с учетом современного опыта разработки.

**Объекты:** визейские нефтяные эксплуатационные объекты Пермского края.

**Методика.** Проведен анализ геолого-технологических показателей разработки, оценено их влияние на утвержденные значения коэффициента извлечения нефти по действующим проектным технологическим документам. В качестве статистических использованы: метод на основе распределения *t*-Стьюдента, корреляционный анализ, метод множественной регрессии. Анализ проводился отдельно для нефтяных залежей, разрабатываемых в условиях реализации системы поддержания пластового давления и на естественном режиме. Результаты статистической оценки коэффициентов извлечения нефти для залежей поздних стадий разработки сопоставлены с утвержденными в проектно-технологических документах.

**Результаты.** Полученные многомерные статистические модели позволяют оперативно прогнозировать коэффициенты извлечения нефти для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и на естественном режиме. Построение моделей прогноза осуществлено в двух вариантах: на основе геолого-физических показателей для месторождений, находящихся на разведочной стадии (категория запасов C1+C2), и геолого-технологических показателей для разрабатываемых месторождений (категория запасов A+B). Сходимость полученных моделей показала удовлетворительные результаты для объектов поздних стадий. Полученные модели могут быть использованы для оперативного контроля извлекаемых запасов нефти при проектировании разработки и проведении геолого-экономической оценки запасов по международным стандартам.

### Ключевые слова:

Аналого-статистические модели, извлекаемые запасы, нефтяные эксплуатационные объекты, стадии разработки, коэффициент извлечения нефти, геолого-технические мероприятия.

### Введение

Ценность нефтегазовой компании, прежде всего, обеспечена количеством и качеством запасов разрабатываемых месторождений. Поэтому начиная с середины 90-х годов прошлого века ведущие российские нефтегазовые компании ежегодно представляют данные о запасах нефти и газа на международных фондовых биржах. Это выполняется в рамках ежегодного выполнения геолого-экономической оценки запасов (ГЭОЗ), которая проводится по международным стандартам. Наиболее распространенными при международном аудите являются системы управления запасами углеводородов SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System) [1] и SEC (Securities and Exchange Commission). Стандарт SPE-PRMS разработан профессиональным обществом инженеров нефтяников (Society of Petroleum Engineers), стандарт SEC – американской Комиссией по рынку ценных

бумаг и биржам (Securities and Exchange Commission). Результаты ГЭОЗ, помимо международной финансовой отчетности, также используются нефтегазовыми компаниями для задач оперативного контроля состояния запасов углеводородов (УВ) и при стратегическом планировании.

Государственный контроль остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) углеводородов в РФ предусматривает их ежегодное обновление за счет списания с утвержденных запасов годовой добычи УВ. При этом оценка начальных извлекаемых запасов (НИЗ) проводится в рамках новых проектных документов, между утверждением недропользователем которых может проходить 10 и более лет. Утвержденные таким образом НИЗ могут значительно терять актуальность в связи с изменением экономических условий разработки или несоответствием фактических условий разработки проектным. Для достоверной оценки ОИЗ

важно оперативно контролировать их обоснованность, в том числе объективную достижимость добычи УВ в конкретные временные сроки. В отличие от Российской системы при выполнении ГЭОЗ (по стандартам SPE-PRMS и SEC) для эксплуатационных объектов НИЗ пересчитываются ежегодно, что обеспечивает возможность оперативной оценки геологической, технологической и экономической составляющих нефтегазовых проектов.

За годовой период для залежей нефти изменения начальных геологических запасов (НГЗ) обычно незначительны, основной вклад в перерасчет НИЗ вносят изменения в оценке проектных коэффициентов извлечения нефти (КИН). Соответственно, именно оперативный контроль КИН является основой достоверности проведения ГЭОЗ. Задача оперативного прогноза КИН решена в данной работе для визейских терригенных нефтяных залежей, которые в структуре добычи нефти в настоящее время являются главным эксплуатационным объектом для территории Пермского края.

#### **Методы оценки проектных КИН на различных стадиях разработки нефтяных месторождений**

Подходы к оценке КИН по российским и международным стандартам имеют ряд принципиальных различий. При государственной оценке в РФ КИН принимается единым по всей залежи, по международным стандартам – отдельно для запасов разных категорий. Для категории доказанных разрабатываемых добываемых запасов PDP (Proved Developed Producing) КИН может рассчитываться на основе факта и прогноза добычи с учетом темпа падения и принятого экономического предела рентабельности. Для хорошо освоенных территорий (например, Волго-Уральская НГП) оценки запасов по международным стандартам PDP в целом близки к российской классификации разрабатываемых месторождений (категории A1+B1+B2). Эксплуатационные объекты с запасами категорий А и В разрабатываются на основе утвержденных проектных технологических документов (ПТД), что предполагает обязательность применения геолого-гидродинамического моделирования (ГТМ), достоверность которого при определении НИЗ категорий А+В высока. В качестве контроля результатов ГТМ на поздних стадиях разработки применяются различные характеристики нефтевытеснения, в основе которых лежат статистические закономерности, как правило, характеризующие динамику обводненности продукции скважин [2–4].

В условиях ранних стадий разработки ввиду низкой разбуренности эксплуатационных объектов применение ГТМ существенно теряет в своей эффективности. Особенно это актуально с учетом высокой стоимости ГТМ и необходимости проведения ежегодной ГЭОЗ. Поэтому при международном аудите для запасов категорий ниже чем PDP оценку КИН рекомендуется выполнять путем подбора залежей-аналогов, критерием чего служит схожесть геолого-физических и технологических показателей разработки одновозрастных отложений с учетом режима разработки [1]. В случае от-

сутствия таких схожих объектов рекомендуется использовать аналого-статистические методы, которые позволяют рассматривать множество однотипных объектов. При государственном контроле запасов в РФ для не введенных в промышленную разработку разведываемых месторождений (категории C1+C2) при оценке КИН действующими руководящими документами также допускается применение аналогичных статистических подходов.

При оценке КИН в Пермском крае длительное время, до 2000-х гг., использовались зависимости, построенные на основе обобщения статистической информации для других нефтегазовых регионов, в том числе применялись методики «КИНГ» [5], «ТатРИТЭКнефть», API (American Petroleum Institute) [6] и ряд других. В работе [7] расчетные значения данных методик сопоставлены для объектов поздних стадий разработки с КИН, полученными на основе ГТМ. В результате установлена низкая сходимость применения зависимостей оценки КИН, полученных для других регионов. Между тем, Пермский нефтегазовый регион в промышленных масштабах разрабатывается более 80 лет, ввиду чего количество однотипных объектов для анализа достаточно для построения собственных («родных») для региона зависимостей.

С учетом этого для выполнения задач ГЭОЗ на основе информации по залежам Пермского региона в 2008 г. построены многомерные статистические модели прогноза КИН, в том числе для визейских терригенных залежей. Зависимости строились отдельно для залежей, разрабатываемых с применением систем поддержания пластового давления (ППД) и на естественном режиме. В обоих случаях получены представительные выборки обучения, 165 объектов использовано при построении статистической модели с ППД и 115 – без ППД. Результаты сопоставления расчетных модельных КИН с утвержденными на 2008 г. показали их высокую сходимость [7].

#### **Анализ динамики изменения структуры утвержденных проектных КИН для визейских залежей Пермского края в 2008 и 2021 гг.**

Ввиду длительных сроков разработки нефтяных месторождений Пермского края активные запасы визейских объектов разрабатываются преимущественно при высокой обводненности продукции скважин, а в структуре запасов начальных стадий разработки преобладают трудноизвлекаемые. В целом данная ситуация типична для российских нефтяных месторождений, для которых в структуре ОИЗ около 40 % приурочены к залежам в низкопроницаемых коллекторах, 14 % – к высоковязким нефтям, 34 % – к заводненным зонам [8]. В результате в среднем по месторождениям России проектный КИН эксплуатационных объектов снизился с 0,5 д.е. в 1960-х гг. до 0,3 д.е. к 2009 г. [9]. Вместе с тем в последние десятилетия в России значительно повысился уровень технического обеспечения проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Одним из ключевых моментов в определении понятия «КИН» является его соответствие «совре-

менному уровню технологии добычи». Таким образом, повышение эффективности ГТМ должно в значительной степени повышать долю извлечения нефти из продуктивных пластов.

В настоящее время результаты работы [7] для месторождений Пермского региона активно используются при выполнении ГЭОЗ, а также для контроля КИН при разработке проектных технологических документов. Одним из главных принципов применения аналого-статистических методов является их актуальность на конкретный временной период. Очевидно, что при существенном изменении технологии добычи прогнозные модели оценки КИН должны своевременно актуализироваться.

С учетом этого необходим сравнительный анализ проектных КИН из ПТД, актуальных на сегодня (2021 г.) и на момент разработки статистических моделей (2008 г.). Такой анализ проводился для визейских залежей нефти Пермского региона отдельно для залежей, разрабатываемых с ППД и на естественном режиме. В анализе, помимо КИН, участвовали геолого-технологические показатели, по которым строились статистические модели: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина ( $h$ , м), пористость ( $K_p$ , д.е.), нефтенасыщенность ( $K_n$ , д.е.), проницаемость коллекторов ( $k$ , мкм<sup>2</sup>), вязкость нефти ( $\mu$ , мПа·с), давление насыщения нефти газом ( $P_{нас}$ , МПа), газосодержание нефти ( $G$ , м<sup>3</sup>/т), коэффициент вытеснения нефти водой ( $K_{выт}$ , д.е.), проектная плотность сетки скважин (ПСС, Га/скв).

В табл. 1 для разрабатываемых с ППД визейских эксплуатационных объектов представлены сравнительные показатели геолого-технологических параметров и утвержденных КИН на 2008 и 2021 гг. В анализе участвовало 80 эксплуатационных объектов, для которых за анализируемый период не было существенных изменений в группировании пластов.

**Таблица 1.** Сравнительные показатели разработки для визейских эксплуатационных объектов, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

**Table 1.** Comparative development indicators for Visean production deposits at pressure maintenance (PM) mode

С ППД PM mode	2008	2021	t-критерий t-value	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
$h$ , м (m)	4,7	4,9	-0,31	0,76	80	
$K_p$ , д.е. (u.f.)	0,183	0,186	-0,73	0,47		
$K_n$ , д.е. (u.f.)	0,833	0,843	-0,83	0,41		
$k$ , мкм <sup>2</sup> (micron <sup>2</sup> )	0,319	0,278	0,94	0,35		
$\mu$ , мПа·с (mPa·s)	11,5	11,3	0,12	0,91		
$P_{нас}$ , МПа (MPa)	10,2	10,3	-0,30	0,77		
$G$ , м <sup>3</sup> /т (m <sup>3</sup> /t)	48,9	55,0	-0,89	0,37		
$K_{выт}$ , д.е. (u.f.)	0,622	0,612	1,54	0,13		
ПСС, Га/скв (Ha/well)	27,1	20,9	1,81	0,07		
КИН, д.е. (u.f.)	0,444	0,475	-2,23	0,03		

Для всех рассмотренных характеристик проверена статистическая гипотеза о равенстве средних значений при распределении t-Стьюдента. В результате установлено, что КИН увеличился за анализируемый

период в абсолютном выражении на 0,031 д.е., что привело к увеличению НИЗ на 7 % (0,031/0,444):

- КИН=0,444±0,099 – на 2008 г.;
- КИН=0,475±0,073 – на 2021 г.

В данном случае гипотезу о равенстве средних КИН можно принять на уровне значимости 3 % ( $p=0,03$ ), что показывает статистически значимый прирост КИН.

Между тем, как видно из табл. 1, для всех показателей, характеризующих геологические характеристики залежи нефти, не установлено статистически значимых различий. В некоторой степени на рост КИН за 2008-2021 гг. установлено влияние более плотной проектной сетки скважин, которая уменьшилась с 27,1 до 20,9 Га/скв ( $p=0,07$ ).

В табл. 2 представлены сравнительные геолого-технологические показатели визейских эксплуатационных объектов, разрабатываемых на естественном режиме, за 2008–2021 гг. В данном случае КИН увеличился в абсолютном выражении на 0,057 д.е., что привело к увеличению НИЗ на 17 % (0,057/0,341):

- КИН=0,341±0,117 – на 2008 г.;
- КИН=0,398±0,087 – на 2021 г.

**Таблица 2.** Сравнительные показатели разработки для визейских эксплуатационных объектов, разрабатываемых на естественном режиме

**Table 2.** Comparative development indicators for Visean production deposits at natural depletion mode

Без ППД Natural depletion mode	2008	2021	t-критерий t-value	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
$h$ , м (m)	2,5	3,1	-1,94	0,05	55	
$K_p$ , д.е. (u.f.)	0,179	0,185	-1,15	0,25		
$K_n$ , д.е. (u.f.)	0,817	0,839	-1,44	0,15		
$k$ , мкм <sup>2</sup> (micron <sup>2</sup> )	0,388	0,363	0,33	0,74		
$\mu$ , мПа·с (mPa·s)	14,0	13,3	0,37	0,71		
$P_{нас}$ , МПа (MPa)	9,2	9,6	-0,82	0,41		
$G$ , м <sup>3</sup> /т (m <sup>3</sup> /t)	45,7	48,9	-0,31	0,76		
$K_{выт}$ , д.е. (u.f.)	0,609	0,595	1,56	0,12		
ПСС, Га/скв (Ha/well)	35,4	33,9	0,37	0,71		
КИН, д.е. (u.f.)	0,341	0,398	-2,91	<0,01		

В анализе участвовало 55 эксплуатационных объектов без изменений в группировании пластов в период с 2008 по 2021 г. Из табл. 2 видно, что гипотезу о равенстве средних КИН можно принять на уровне значимости менее 1 % ( $p<0,01$ ). При этом, согласно распределению t-Стьюдента, для всех рассмотренных геолого-технологических показателей  $p>0,05$ , что свидетельствует об отсутствии их значимых изменений в рассмотренный временной период.

Обобщая информацию по анализу, можно констатировать что в 2008–2021 гг. для объектов с ППД и без ППД произошло значительное увеличение утвержденных КИН. Причем увеличение не связано с изменением геолого-технологических показателей, по которым строятся статистические модели прогноза КИН. Используемые при ГЭОЗ модели оперативного прогноза КИН в настоящее время не соответствуют современным технологическим условиям разработки и занижают НИЗ в среднем на 7 % для эксплуатаци-

онных объектов с ППД и на 17 % на естественном режиме. Очевидно, что за анализируемый период утвержденные для визейских залежей значения КИН значительно выросли в основном за счет массового внедрения принципиально новых для Пермского региона эффективных технологий.

**Анализ влияния динамики геолого-технических мероприятий для визейских нефтяных залежей в период с 2008 по 2021 гг.**

Согласно данным работы [10], в 2008 г. в структуре мировой практики применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) более 45 % относилось к водогазовым, более 45 % – к тепловым. Химические технологии составляли всего 6 %. Применение тепловых методов для нефтяных месторождений Пермского края в целом нетипично, т. к. вязкости нефти, как правило, не превышают 40 мПа·с. Кроме этого, мировые тенденции применения МУН последнего десятилетия показывают наиболее активное развитие именно химических технологий.

Основным направлением химических МУН является применение потокоотклоняющих технологий на основе полимеров для снижения обводненности скважин и продления рентабельного срока их эксплуатации [11–13]. Например, согласно данным из работы [14], применение полимерного заводнения на месторождениях Китая за последнюю четверть XX в. позволило получить на некоторых объектах прирост КИН в 10 %. Анализ более современного мирового опыта позволяет говорить о приростах КИН от полимерных технологий порядка 5–10 % [15, 16]. Так, применение полимерного заводнения на одном из визейских объектов Пермского края в 2013–2017 гг. привело к увеличению работающей толщины принимающих пропластков более чем на 50 % [17]. В работе [18] дополнительная добыча нефти для визейских объектов при успешной реализации полимерного заводнения оценивается в 3000 м<sup>3</sup> на 1 т полимера. В последние годы для решения задач перераспределения фильтрационных потоков на поздних стадиях разработки месторождений все более активно начинают применяться технологии, не только повышающие вязкость воды, но и способные кольматировать высокопроницаемые обводненные каналы. Одной из таких перспективных технологий, находящей применение в Пермском крае, является закачка через нагнетательные скважины в пласт синтезированных сшитых гелей [19, 20].

Для скважин с низкой обводненностью и значительными ОИЗ основным современным методом повышения КИН, позволяющим вовлечь в разработку недренируемые и низкопродуктивные участки залежей, являются различные модификации пропантного гидроразрыва пласта (ГРП) [21–23]. Для низкопроницаемых коллекторов с целью увеличения эффективного радиуса скважины и высоты трещин применяются многозонные ГРП [24–26]. В целом технология ГРП позволяет с сохранением плотности сетки скважин, в том числе, повысить радиус охвата пласта процессом нефтевытеснения. Объемы операций ГРП для визейских эксплуатационных объектов Пермско-

го края в последние годы ежегодно увеличивались. Согласно данным работ [27, 28], объем проведенных ГРП вырос с единичных операций в 2005 г. до 100 в 2016 г. Средние первоначальные приросты дебитов нефти от ГРП за период составили 4,1 т/сут, в отдельных скважинах – до 19 т/сут [27, 28]. В работе [27] показано, что за счет увеличения количества операций многозонного ГРП с 9 в 2012 г. до 68 в 2018 г. дополнительно получено более 1,3 млн т нефти.

Необходимо заметить, что не все применяемые ГТМ показали высокую эффективность. Так, для перспективной в залежах карбонатных коллекторов технологии радиального бурения [29–31] эффект для трети проведенных ГТМ в визейских объектах Пермского края продолжался менее 1 года, а в 15 % случаев не превысил 2 т [31].

Основной технологией повышения коэффициента охвата процессом вытеснения является бурение боковых стволов. При проектировании в России данная технология также относится к ГТМ ввиду чего не влияет в ПТД на показатели плотности сетки скважин. Бурение боковых стволов для месторождений Пермского края является ключевым мероприятием в структуре дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ [32, 33].

В последнее десятилетие увеличилась доля боковых стволов с горизонтальным окончанием, при котором в значительной мере происходит увеличение дренируемого объема коллектора [34]. При проектировании для расчета дебитов горизонтальных скважин применяются различные методические подходы (Joshi, Борисов, Giger, Григулецкий, по гидродинамической модели) [35, 36]. По данным работы [37] в период с 2012 по 2019 г. на терригенных объектах Пермского края пробурено 70 горизонтальных скважин, дебит которых для визейских объектов в среднем в 1,5–2 раза выше, чем для наклонно-направленных. Технология горизонтального бурения, как правило, на визейских объектах комплексирована с многостадийным гидроразрывом пласта [32, 38]. В Пермском крае также активно развивается технология бурения многоствольных скважин [33, 39], которая обеспечивает рациональную выработку остаточных запасов нефтяных залежей в случае их совмещения в плане с водоохранными зонами или месторождениями других полезных ископаемых. Во всех случаях приобщение к добыче участков, которые ранее не участвовали в процессе дренирования, значительно повышает степень извлечения нефти из продуктивных пластов.

Таким образом, проектные решения, основанные на внедрении новых успешных технологий, позволяют значительно повысить проектный КИН. Ввиду высокой неопределенности информации о геологическом строении месторождения объективное количественное планирование объемов ГТМ на начальных стадиях разработки затруднительно. Более целесообразно применение статистических методов, позволяющих на основе принципа аналогии сопоставить новые эксплуатационные объекты с длительно разрабатываемыми. С учетом значительного роста проектных

КИН действующие на сегодняшний день статистические модели для визейских объектов нуждаются в актуализации и уточнении.

#### Построение аналого-статистических моделей оценки КИН визейских нефтяных залежей

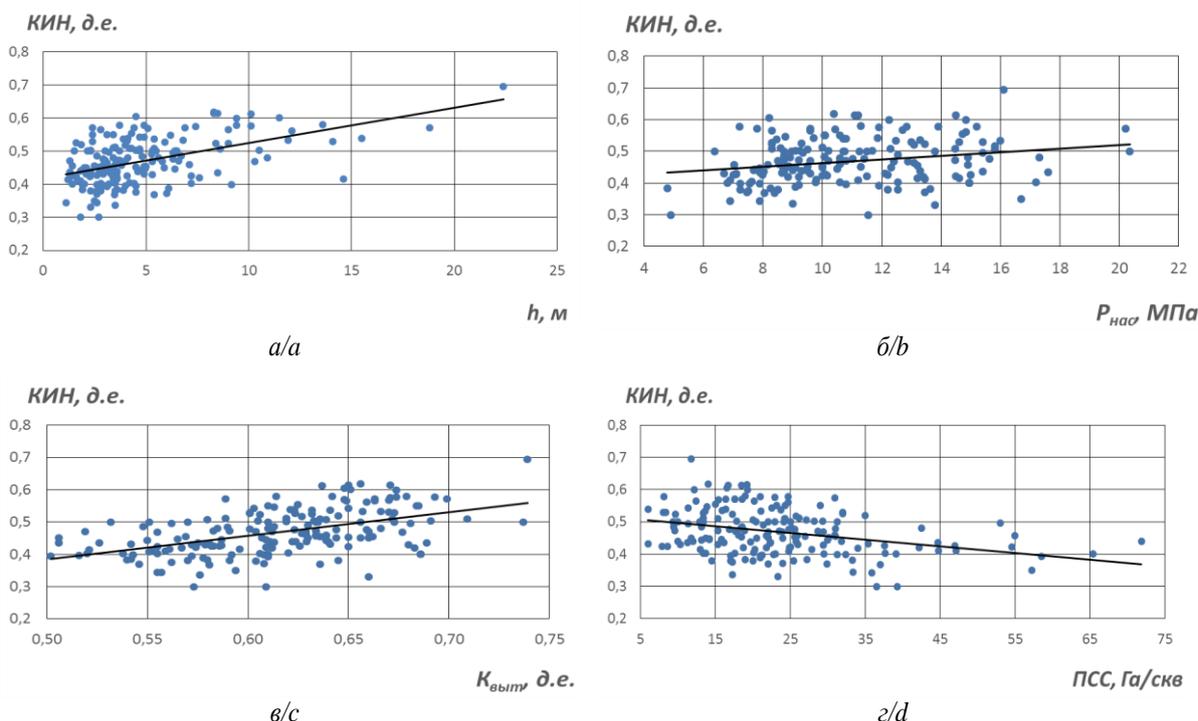
Построение моделей прогноза КИН проводилось в двух вариантах. Для месторождений, находящихся на разведочной стадии (категория запасов C1+C2), при прогнозе можно использовать только геолого-физические показатели, характеризующие нефтяные залежи. К таким показателям относятся: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина ( $h$ , м); средняя толщина пропластка ( $h_{пр}$ , м), рассчитываемая как отношение  $h$  к количеству пропластков; пористость ( $K_p$ , д.е.), нефтенасыщенность ( $K_n$ , д.е.) и проницаемость ( $k$ , мкм<sup>2</sup>) коллекторов; коэффициент песчаности ( $K_{пес}$ , д.е.); коэффициент расчлененности ( $K_p$ , д.е.); доля водонефтяной зоны в площади залежи ( $ВНЗ_3$ , д.е.); вязкость ( $\mu$ , мПа·с) и газосодержание ( $G$ , м<sup>3</sup>/т) нефти; начальное пластовое давление ( $P_{пл}$ , МПа); давление насыщения нефти газом ( $P_{нас}$ , МПа); содержание парафина в нефти ( $ПР$ , %); коэффициент вытеснения нефти водой ( $K_{выт}$ , д.е.).

Для разрабатываемых месторождений (категория запасов А+В) дополнительно можно использовать технологические показатели из утвержденных ПТД:

проектная плотность сетки скважин (ПСС, Га/скв); проектный фонд добывающих скважин (СКВ<sub>д</sub>); проектный фонд нагнетательных скважин (СКВ<sub>н</sub>); интенсивность заводнения (СКВ<sub>н</sub>/СКВ<sub>д</sub>, д.е.). Формально даже на разведочном этапе также известен начальный дебит нефти ( $q_n$ , т/сут), однако ввиду высокой дисперсии данного показателя по скважинам его участие в моделях значительно усложняет их практическое использование. С учетом этого показатель  $q_n$  использовался в анализе в большей степени для контроля полученных результатов.

Раздельно для эксплуатационных объектов, разрабатываемых с ППД и на естественном режиме, с целью определения влияния геолого-физических и технологических параметров на утвержденный КИН построены корреляционные матрицы и проверена статистическая гипотеза о равенстве средних значений при распределении t-Стьюдента.

При построении статистических моделей оценки КИН для залежей, разрабатываемых с ППД, в анализе участвовала информация по 178 объектам. В результате установлено, что наибольшее влияние на КИН имеют следующие геолого-технологические показатели:  $h$  ( $r=0,50$ ),  $P_{нас}$  ( $r=0,24$ ),  $K_{выт}$  ( $r=0,50$ ), ПСС ( $r=-0,33$ ). На рис. 1 приведены поля корреляции и зависимости для данных показателей с проектным КИН.



**Рис. 1.** Зависимости утвержденных КИН от нефтенасыщенной толщины  $h$  (а), давления насыщения  $P_{нас}$  (б), коэффициента вытеснения  $K_{выт}$  (в), проектной плотности сетки скважин ПСС (г) для визейских объектов, разрабатываемых с применением системы поддержания пластового давления

**Fig. 1.** Dependencies of approved recovery factors on oil thickness (a), saturation pressure (b), displacement ratio (c), well space density (d) for Visayan production deposits at pressure maintenance mode

Для комплексного учета влияющих на КИН показателей применен метод множественной регрессии. При его реализации получаемые статистические мо-

дели контролировались на предмет недопустимости в них использования показателей с противоречием их физического влияния на КИН. Такой эффект обычно

наблюдается при использовании в множественных моделях взаимно коррелированных показателей, примером которых могут служить  $R_{нас}$  и  $G$  ( $r=0,87$  – для залежей с ППД;  $r=0,81$  – для залежей без ППД). Один из взаимно коррелированных показателей всегда исключался из многомерных статистических моделей. В результате для объектов с ППД получены модели оценки КИН в двух вариантах:

- при использовании геолого-физических показателей для месторождений с запасами категорий С1 и С2

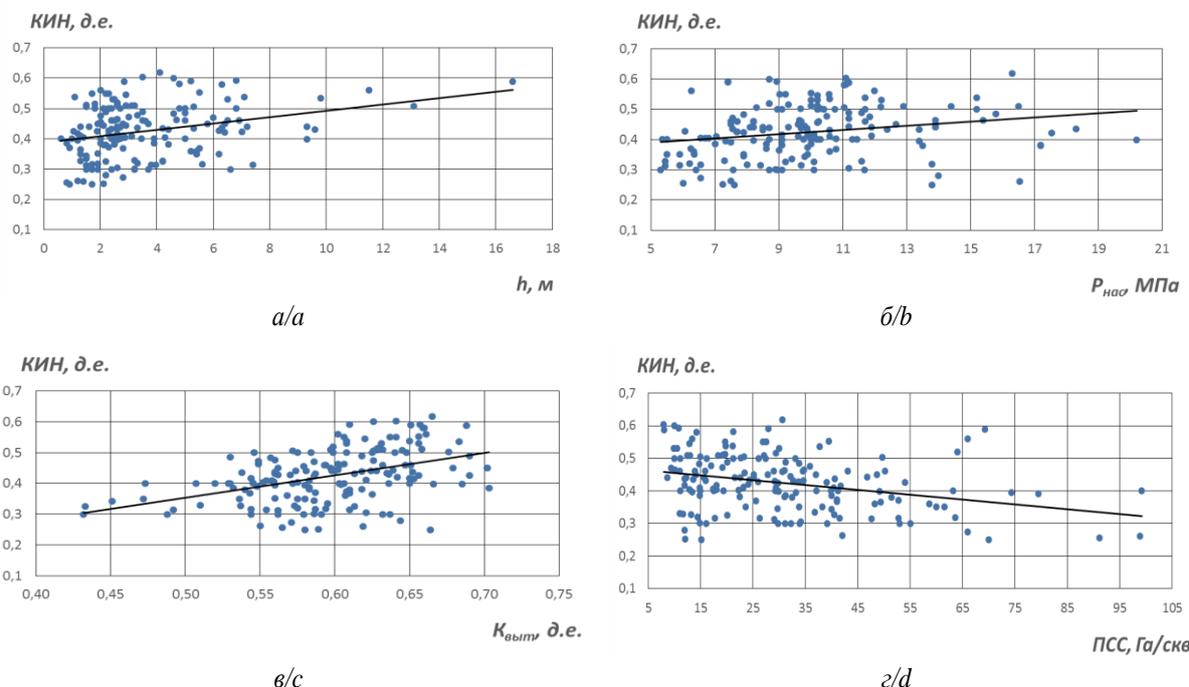
$$KIN_{геол.} = -0,037 + 0,0062h + 0,874K_{п.} + 0,0355K_{н.} + 0,015997k - 0,00058\mu + 0,00485P_{нас} + 0,386K_{выт.}, \text{ при } R=0,694 \text{ и } n=178.$$

- при использовании геолого-технологических показателей для месторождений с запасами категорий А и В

$$KIN_{техн.} = 0,016 + 0,0043h + 0,407K_{п.} + 0,060K_{н.} + 0,022182k - 0,00065\mu + 0,0035P_{нас} - 0,001796ПСС + 0,0187СКВ_{н.}/СКВ_{д.} + 0,496K_{выт.}, \text{ при } R=0,723 \text{ и } n=178.$$

Диапазоны применимости параметров для данной модели:  $h$  – от 1,1 до 22,4 м;  $K_{п.}$  – от 0,11 до 0,23 д.е.;  $K_{н.}$  – от 0,640 до 0,960 д.е.;  $k$  – от 0,006 до 1,253 мкм<sup>2</sup>;  $\mu$  – от 0,7 до 98,3 мПа·с;  $P_{нас}$  – от 4,8 до 20,4 МПа;  $K_{выт.}$  – от 0,502 до 0,739 д.е.; ПСС – от 6 до 60 Га/скв;  $СКВ_{н.}/СКВ_{д.}$  – от 0,03 до 1,00 д.е.

Для естественного режима разработки в анализе участвовало 173 эксплуатационных объекта. В результате установлено, что наибольшее влияние на КИН имеют следующие геолого-технологические показатели:  $h$  ( $r=0,30$ ),  $P_{нас}$  ( $r=0,22$ ),  $K_{выт.}$  ( $r=0,43$ ), ПСС ( $r=-0,31$ ). На рис. 2 приведены зависимости влияния наиболее значимых геолого-технологических показателей на проектный КИН.



**Рис. 2.** Зависимости утвержденных КИН от нефтенасыщенной толщины  $h$  (а), давления насыщения  $P_{нас}$  (б), коэффициента вытеснения  $K_{выт.}$  (в), проектной плотности сетки скважин (ПСС) (г) для визейских объектов, разрабатываемых на естественном режиме

**Fig. 2.** Dependencies of approved recovery factors on oil thickness (a), saturation pressure (b), displacement ratio (c), well space density (d) for Visean production deposits at natural depletion mode

В целом для залежей, разрабатываемых без ППД, установлено более слабое влияние на КИН геолого-технологических показателей. В результате для естественного режима получены многомерные модели оценки КИН, которые характеризуются несколько меньшими  $R$  в сравнение с моделями для залежей с ППД:

- при использовании геолого-физических показателей для месторождений с запасами категорий С1 и С2:

$$KIN_{геол.} = -0,235 + 0,0035h + 0,0139h_{пр} + 1,415K_{п.} + 0,001846k - 0,00077\mu + 0,0105P_{нас} + 0,449K_{выт.}, \text{ при } R=0,615 \text{ и } n=173.$$

- при использовании геолого-технологических показателей для месторождений с запасами категорий А и В:

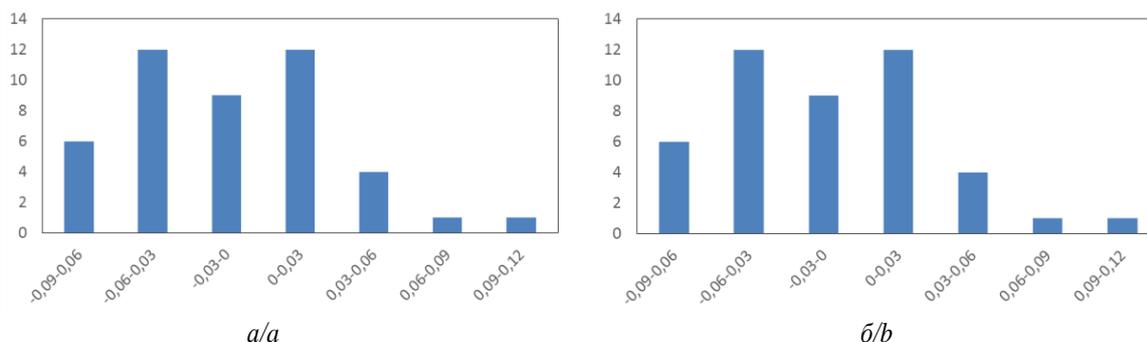
$$KIN_{техн.} = -0,158 + 0,0014h + 0,0147h_{пр} + 1,143K_{п.} + 0,005227k - 0,000825\mu + 0,0088P_{нас} - 0,001409ПСС + 0,518K_{выт.}, \text{ при } R=0,664 \text{ и } n=170.$$

Диапазоны применимости параметров:  $h$  – от 0,6 до 16,6 м;  $h_{пр}$  – от 0,1 до 6,5 м;  $K_{п.}$  – от 0,11 до 0,25 д.е.;  $k$  – от 0,007 до 1,827 мкм<sup>2</sup>;  $\mu$  – от 0,7 до 153,7 мПа·с;  $P_{нас}$  – от 5,3 до 20,2 МПа;  $K_{выт.}$  – от 0,432 до 0,703 д.е.; ПСС – от 7,9 до 60 Га/скв.

Для поздних стадий разработки, как было показано выше, достоверность результатов ГГМ и, соответственно, оценки утвержденных проектных КИН высока. Поэтому для оценки применимости полученных статистических моделей на практике прове-

дено сопоставление прогнозных расчетов с утвержденными КИН эксплуатационных объектов, для которых выработка запасов нефти и средняя обводненность продукции скважин превышают 40 %. Количество таких залежей с ППД составило 45, на естественном режиме – 27. На рис. 3 приведены гистограммы отклонений величин  $KIN_{техн}$ , полученных

на основе статистических зависимостей, от утвержденных в ПТД. Достоверность статистических моделей оценивалась по доле объектов с высокой абсолютной величиной отклонений  $\pm\Delta KIN$ . При значениях  $\Delta KIN > 0$  прогноз по статистической модели завышен по сравнению с утвержденным в ПТД, при  $\Delta KIN < 0$  занижен.



**Рис. 3.** Гистограммы отклонений КИН на основе статистических зависимостей от утвержденных в ПТД для визейских объектов на поздних стадиях разработки, с применением системы поддержания пластового давления (а) и на естественном режиме (б)

**Fig. 3.** Bar charts of deviations between statistical recovery factors with technological parameters and approved recovery factors by development design for Visean production deposits at late development stages: a) pressure maintenance mode; b) natural depletion mode

Из рис. 3, а видно, что для залежей с ППД отклонения  $\Delta KIN$  по статистическим моделям более  $\pm 0,06$  д.е. установлены для 17,7 % (8 из 45). Максимальное отклонение  $\Delta KIN = 0,101$  д.е. с завышением прогнозной оценки наблюдается для залежи Б62-Мл Чернушинского месторождения (0,473 против 0,372 д.е.). Для данного объекта с вязкостью нефти  $\mu = 19,6$  мПа·с при выработке запасов  $\eta = 59$  % характерна низкая текущая обводненность скважин  $w = 57$  %. Сопоставляя эти данные с усредненными для Пермского края зависимостями  $w = f(\eta)$  из работы [40], можно сделать вывод, что для визейских объектов с  $\mu = 20$  мПа·с обводненность  $w = 57$  % соответствует значительно более низкой выработке запасов  $\eta = 38$  %. В данном случае можно сделать вывод, что НИЗ и проектный КИН занижены, а прогнозная оценка по статистической модели более достоверно оценивает КИН в сравнение с утвержденным в ПТД значением.

Известной характерной особенностью применения статистических методов являются погрешности при адаптации прогнозной моделью anomalно низких и высоких фактических значений. Для статистической модели, построенной для залежей с ППД, максимальные занижения КИН в сравнении с проектными значениями установлены для двух объектов с высокими  $KIN > 0,6$  д.е., которые нетипичны для анализируемой статистической выборки (рис. 3, а).

Как было показано выше, для залежей, разрабатываемых на естественном режиме, статистические модели менее устойчивы, что связано со значительно меньшей долей в выборке объектов поздних стадий разработки. Отклонения  $\Delta KIN$  по статистическим моделям менее 0,06 д.е. установлены для 70,3 % (19 из 27), при этом большая доля (25,9 %) попала в диа-

пазон  $\Delta KIN$  от 0,06 до 0,09 д.е. (рис. 3, б). Максимальное отклонение  $\Delta KIN = -0,092$  с занижением статистической оценки установлено для залежи Бб Русаковского месторождения, где утвержден anomalно высокий  $KIN = 0,603$ . Значительные занижения установлены также еще для двух объектов с  $KIN > 0,59$  д.е. Столь высокие КИН для визейских объектов, разрабатываемых на естественном режиме, в целом нетипичны.

Завышение по статистическим моделям  $\Delta KIN > 0,06$  д.е. (рис. 3, б) во всех трех случаях наблюдается для месторождений, разработка ПТД которых проводилась более 10 лет назад, при этом были утверждены пониженные КИН (от 0,273 до 0,382 д.е.). Для данных объектов с учетом современного уровня развития эффективных ГТМ может быть рекомендован пересмотр проектных решений с возможным пересмотром КИН в сторону их увеличения.

#### Заключение

Таким образом, для визейских нефтяных эксплуатационных объектов Пермского края проведен анализ динамики изменения геолого-технологических показателей разработки. В последнее десятилетие установлен как количественный, так и качественный рост эффективности геолого-технических мероприятий, что привело к значительному увеличению утвержденных проектных коэффициентов извлечения нефти на 2021 г. Установлено, что используемые в настоящее время при выполнении геолого-экономической оценки запасов статистические модели, построенные в 2008 г., системно занижают коэффициенты извлечения нефти. С учетом этого на основе актуализации статистической информации постро-

ены новые аналого-статистические модели для расчета коэффициентов извлечения нефти. Сходимость полученных моделей показала удовлетворительные результаты для объектов поздних стадий, разрабатываемых как с поддержанием пластового давления, так и на естественном режиме. Полученные статистические модели оценки коэффициентов извлечения нефти могут быть использованы для оперативного контроля

извлекаемых запасов нефти при проектировании разработки и проведении геолого-экономической оценки запасов по международным стандартам.

*Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Petroleum Resources Management System // Sponsored by: Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA), European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE); Publ. revised June 2018.
2. Wang H. Application of improved water flooding curve in recoverable reserves // Petroleum Geology and Recovery Efficiency. – 2012. – V. 19. – № 4. – P. 84–86.
3. Sun Hongxia. New understanding of upward water flooding characteristic curve in high water-cut stage // Special Oil and Gas Reservoirs. – 2016. – V. 23. – № 1. – P. 92–95.
4. Zhou Z., Wang J. Research and application of a new type of water flooding characteristic curve in oilfield development // Advances in Petroleum Exploration and Development. – 2016. – V. 11. – № 2. – P. 1–5.
5. Горовов В.И., Распопов А.В., Шустеф И.Н. Приближенный метод расчета показателей разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 6. – С. 25–27.
6. 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.
7. Кошкин 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.
8. Лаверов Н.П. Топливо-энергетические ресурсы // Вестник РАН. – 2006. – Т. 76. – № 5. – С. 398–408.
9. Хавкин А.Я. Инновации в МУН – основа VI техноклада // Вестник ЦКР Роснедра. – 2013. – Т. 2. – С. 52–55.
10. Дияшев Р.Н. Тенденции применения МУН в мире // Георесурсы. – 2008. – № 4. – С. 42–46.
11. Selectivity of pore-scale elastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent / C. Yao, G. Lei, L. Li, X. Gao // Energy Fuels. – 2012. – V. 26. – P. 5092–5101.
12. Conformance control mechanism of low elastic polymer microspheres in porous medium / H. Yang, B. Zhou, T. Zhu, P. Wang, X. Zhang, T. Wang, F. Wu, L. Zhang, W. Kang, Y. Ketova, S. Galkin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 196. – № 107708. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107708.
13. Bai B., Wei M., Liu Y. Volumes of preformed particle gel for water conformance control // Oil & gas science and technology. – 2012. – V. 67. – № 6. – P. 941–952.
14. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.
15. Рузин Л.М., Морозюк Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
16. Keshthkar S., Sabeti M., Mohammadi A.H. Numerical approach for enhanced oil recovery with surfactant flooding // Petroleum. – 2016. – V. 2. – № 1. – P. 98–107. DOI: 10.1016/J.PETLM.2015.11.002.
17. Бондаренко А.В., Кудряшова Д.А. Применение гидродинамического моделирования для оценки прогнозной эффективности технологии полимерного заводнения на Москудыинском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 102–105.
18. Перспективы применения полимерного заводнения на месторождениях Пермского региона / Н.А. Лядова, А.В. Распопов, А.В. Бондаренко, А.И. Ковалевский, С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 94–96.
19. Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev I.J. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 196. – № 107998. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107998.
20. Изучение механизма перераспределения фильтрационных потоков при закачке синтезированных спитых гелей методом рентгеновской томографии ядра / С.В. Галкин, Ю.А. Кетова, Я.В. Савицкий, Канг Ванли, Бауыржан Сарсенбекулы // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 127–136. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2892.
21. Ugursal A., Zhu D., Hill A.D. Development of acid fracturing model for naturally fractured reservoirs // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – The Woodlands, Texas, USA, January 2018. DOI: 10.2118/189834-MS.
22. Comparative study of acid fracturing and propped hydraulic fracturing for a tight carbonate formation / A. Suleimenova, X. Wang, D. Zhu, A.D. Hill // SPE Europe featured at 78th EAGE Conference and Exhibition. – Vienna, Austria, 30 May – 2 June 2016. DOI: 10.2118/180114-MS.
23. Laboratory measurement of hydraulic-fracture conductivities in the Barnett Shale / J. Zhang, A. Kamenov, D. Zhu, A.D. Hill // SPE Prod & Oper. – 2014. – V. 29. – № 3. – P. 216–227. DOI: 10.2118/163839-PA.
24. Performance of multiple fractured horizontal wells with consideration of pressure drop within wellbore / Z. Chen, X. Liao, X. Zhao, L. Zhu, H. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 146. – P. 677–693.
25. Бархатов Э.А., Яркиева Н.Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 10. – С. 50–58.
26. Шакин М.Ш. Проблемы и пути решения проведения ГРП в многопластовых залежах со сплошной перфорацией целевого горизонта // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 3. – P. 66–73.
27. Развитие технологий гидравлического разрыва пласта на месторождениях Пермского края / В.Л. Воеводкин, А.А. Алероев, Т.Р. Балдина, А.В. Распопов, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 108–113.
28. Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа / А.В. Распопов, С.А. Кондратьев, Р.Р. Шарафеев, Д.В. Новокрещенных, С.А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 48–51.
29. Elliott S. Coiled-tubing method drills radial laterals to improve oil production from a depleted reservoir // World Oil. – 2011. – V. 232. – № 10. – P. 57–64.
30. Kohar J.P., Gogoi S. Radial drilling technique for improving recovery from existing oil fields // International journal of scientific & technology research. – 2014. – V. 3. – Iss. 11. – P. 159–161.
31. Кочнев А.А., Зотиков В.И., Галкин С.В. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 20–29.
32. Воеводкин В.Л., Окроемелидзе Г.В. Развитие технологии строительства боковых стволов на месторождениях Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 32–35.

33. Комплексный подход к планированию боковых стволов / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Леонтьев, С.В. Летунова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 12. – С. 52–55.
34. Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами / И.Н. Хакимзянов, В.Ш. Мухаметшин, Р.Н. Бахтизин, Р.И. Шешдиров // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 2. – Р. 047–053.
35. Назипова А.А. Увеличение нефтеотдачи путем оптимизации длины горизонтальных боковых стволов для месторождений поздней стадии разработки // Сборник трудов конференции. – Альметьевск: Институт геологии и нефтегазовых технологий, 2019. – С. 87–91.
36. Зомарева Е.В., Стрекалов А.В. Сравнение дебитов вертикальной, горизонтальной и многоствольной скважины различными методами // Научно-практический электронный журнал «Аллея Науки». – 2019. – Т. 31. – № 4. – С. 240–245.
37. Зайцев Р.А., Распопов А.В. Опыт разработки месторождений Пермского края горизонтальными скважинами // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – № 2. – С. 182–191. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.8.
38. Lecampion B., Desroches J. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. – 2015. – V. 82. – P. 235–258.
39. Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р. Наука и практика применения разветвленных и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: ФЭН, 2011. – 319 с.
40. Илюшин П.Ю. Обоснование прогноза обводненности залежей нефти с использованием аналого-статистических методов (на примере разработки месторождений Пермского Прикамья): автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб, 2013. – 20 с.

Поступила 20.04.2022 г.

#### Информация об авторах

**Галкин С.В.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Лобанов Д.С.**, ведущий инженер отдела геолого-экономической оценки запасов месторождений, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

UDC 622.276

## USE OF MULTIDIMENSIONAL STATISTICAL MODELS FOR OPERATIONAL CONTROL OF RECOVERABLE RESERVES FOR THE VISEAN DEPOSITS OF THE PERM REGION

Sergey V. Galkin<sup>1</sup>,  
doc\_galkin@mail.ru

Dmitriy S. Lobanov<sup>2</sup>,  
Dmitrij.Lobanov@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

<sup>2</sup> Branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPneft» in Perm,  
3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

**The relevance.** As part of the annual geological and economic assessment of reserves in accordance with international standards, it is recommended to use analogy methods, including multidimensional statistical methods, when assessing oil recovery factors. The currently used statistical models for the deposits of the Perm region are based on the analysis of information as of 2008. Over the past decade, for the study area, there has been a massive introduction of fundamentally new reservoir development technologies, which significantly increased the development efficiency and the attainable values of the design oil recovery factors. Accordingly, in modern conditions, it is necessary to clarify the operating models for predicting oil recovery factors.

**The purpose** of the research is updating multidimensional models for predicting oil recovery factors for the Visean oil production objects of the Perm region, taking into account modern oil field development experience.

**Objects:** the clastic Visean oil production objects of the Perm region.

**Methodology.** The analysis of geological and technological indicators of development was carried out, their influence on the approved values of oil recovery factor was assessed according to the current project technological documents. The method based on the Student's *t*-distribution, correlation analysis and multiple regression method were used as statistical ones. The analysis was carried out separately for oil deposits developed under the conditions of the reservoir pressure maintenance system and in the natural depletion mode. The results of the statistical assessment of oil recovery factors for deposits at late stages of development are compared with those approved in the project technological documents.

**Results.** The obtained multidimensional statistical models make it possible to promptly predict oil recovery factors for deposits developed with reservoir pressure maintenance and in natural depletion mode. Forecasting models were built in two versions: based on geological and physical indicators for fields at the exploration stage (category C1+C2 reserves) and geological and technological indicators for developed fields (category A+B reserves). The convergence of the obtained models showed satisfactory results for objects at late stages. The obtained models can be used for operational control of recoverable oil reserves when designing oil field development and conducting geological and economic assessment of reserves according to international standards.

### Key words:

Analog-statistical models, recoverable reserves, oil production objects, stages of development, oil recovery factor, geological and technical activities.

The research was carried out within the framework of a grant from the President of the Russian Federation for state support of leading scientific schools of the Russian Federation (grant number NS-1010.2022.1.5).

### REFERENCES

1. *Petroleum Resources Management System*. Sponsored by: Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA), European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE); Publ. revised June 2018.
2. Wang H. Application of improved water flooding curve in recoverable reserves. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, vol. 19, no. 4, pp. 84–86.
3. Sun Hongxia. New understanding of upward water flooding characteristic curve in high water-cut stage. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2016, vol. 23, no. 1, pp. 92–95.
4. Zhou Z., Wang J. Research and application of a new type of water flooding characteristic curve in oilfield development. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 2016, vol. 11, no. 2, pp. 1–5.
5. Gorovov V.I., Raspopov A.V., Shustef I.N. Priblizhenny metod rascheta pokazateley razrabotki mestorozhdeniy [Approximate method for calculating field development indicators]. *Oil industry*, 1988, no. 6, pp. 25–27.
6. Poplauhina T.B., Yakimova I.V., Matveikina T.N., Savich A.I. Koeffitsient izvlecheniya nefi: raschet i realnost [Oil recovery ratio: calculation and reality]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2005, no. 5–6, pp. 16–20.
7. 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. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, no. 17, pp. 16–23. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.2.
8. Laverov N.P. Toplivno-energeticheskie resursy [Fuel and energy resources]. *Vestnik RAN*, 2006, vol. 76, no. 5, pp. 398–408.
9. Khavkin A.Ya. Innovations in EOR – the basis of the VI technostucture. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2013, vol. 2, pp. 52–55. In Rus.
10. Diyashev R.N. Tendentsii primeneniya MUN v mire [Trends in the use of EOR in the world]. *Georesursy*, 2008, no. 4, pp. 42–46.
11. Yao C., Lei G., Li L., Gao X. Selectivity of pore-scale elastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent. *Energy Fuels*, 2012, vol. 26, pp. 5092–5101.
12. Yang H., Zhou B., Zhu T., Wang P., Zhang X., Wang T., Wu F., Zhang L., Kang W., Ketova Y., Galkin S. Conformance control mechanism of low elastic polymer microspheres in porous medium. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, no. 107708. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107708.

13. Bai B., Wei M., Liu Y. Volumes of preformed particle gel for water conformance control. *Oil & gas science and technology*, 2012, vol. 67, no. 6, pp. 941–952.
14. Gazizov A.A. *Uvelichenie nefteotdachi neodnorodnykh plastov na pozdney stadii razrabotki* [Enhanced oil recovery of heterogeneous reservoirs at a late stage of development]. Moscow, LLC «Nedra-Businesscenter» Publ., 2002. 639 p.
15. Ruzin L.M., Morozuk L.M. *Metody povysheniya nefteotdachi plastov (teoriya i praktika)* [The enhanced oil recovery methods (theory and practice)]. Ukhta, USTU Publ., 2014. 127 p.
16. Keshtkar S., Sabeti M., Mohammadi A.H. Numerical approach for enhanced oil recovery with surfactant flooding. *Petroleum*, 2016, vol. 2, no. 1, pp. 98–107. DOI: 10.1016/J.PETLM.2015.11.002.
17. Bondarenko A.V., Kudryashova D.A. The application of hydrodynamic modeling for predictive effectiveness assessment of polymer flooding technology on Moskundinskoe field. *Oil industry*, 2015, no. 10, pp. 102–105. In Rus.
18. Lyadova N.A., Raspopov A.V., Bondarenko A.V., Kovalevskiy A.I., Cherepanov S.S., Baldina T.R. Perspective application of the polymer flooding technology in the Perm region oil deposits. *Oil industry*, 2016, no. 6, pp. 94–96. In Rus.
19. Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev I.J. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, no. 107998. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107998.
20. Galkin S.V., Ketova Yu.A., Savitskiy Ya.V., Kang Wanli, Bauyrzhan Sarsenbekuly. X-ray analysis of conformance control technology based on preformed particle gel treatment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 127–136. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2892.
21. Ugursal A., Zhu D., Hill A.D. Development of acid fracturing model for naturally fractured reservoirs. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. The Woodlands, Texas, USA, January 2018. DOI: 10.2118/189834-MS.
22. Suleimenova A., Wang X., Zhu D., Hill A.D. Comparative study of acid fracturing and propped hydraulic fracturing for a tight carbonate formation. *SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, 30 May – 2 June 2016. DOI: 10.2118/180114-MS.
23. Zhang J., Kamenov A., Zhu D., Hill A.D. Laboratory measurement of hydraulic-fracture conductivities in the Barnett Shale. *SPE Prod & Oper.*, 2014, vol. 29, no. 3, pp. 216–227. DOI: 10.2118/163839-PA.
24. Chen Z., Liao X., Zhao X., Zhu L., Liu H. Performance of multiple fractured horizontal wells with consideration of pressure drop within wellbore. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 146, pp. 677–693.
25. Barkhatov E.A., Yarkeeva N.R. The efficiency of multizone hydraulic fracturing in horizontal well. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 10, pp. 50–58. In Rus.
26. Shaken M.Sh. Problems and methods of hydraulic fracturing in multilayered oil reservoirs with the continuous perforations. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 3, pp. 66–73.
27. Voevodkin V.L., Aleroev A.A., Baldina T.R., Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Kondratiev S.A. The evolution of the hydraulic fracturing technology on the fields of Perm region. *Oil industry*, 2018, no. 11, pp. 108–113. In Rus.
28. Raspopov A.V., Kondratiev S.A., Sharafiev R.R., Novokreschenykh D.V., Drozdov S.A. Experience of hydraulic fracturing in oil fields of the Perm region, the Komi Republic and the Nenets autonomous district. *Oil industry*, 2019, no. 8, pp. 48–51. In Rus.
29. Elliott S. Coiled-tubing method drills radial laterals to improve oil production from a depleted reservoir. *World Oil*, 2011, vol. 232, no. 10, pp. 57–64.
30. Kohar J.P., Gogoi S. Radial drilling technique for improving recovery from existing oil fields. *International journal of scientific & technology research*, 2014, vol. 3, Iss. 11, pp. 159–161.
31. Kochnev A.A., Zotikov V.I., Galkin S.V. Analysis of the influence of geological technological parameters on the effectiveness of radial drilling technology on the example of operational objects in Perm region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 12, pp. 20–29. In Rus.
32. Voevodkin V.L., Okromelidze G.V. The development of the sidetracks construction technology at oil fields in Perm region. *Oil industry*, 2019, no. 8, pp. 32–35. In Rus.
33. Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Leontiev D.V., Letunova S.V. An integrated approach to planning sidetracks. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, no. 12, pp. 52–55. In Rus.
34. Khakimzyanov I.N., Mukhametshin V.Sh., Bakhtizin R.N., Sheshdirov R.I. Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 2, pp. 047–053. In Rus.
35. Nazipova A.A. Uvelichenie nefteotdachi putem optimizatsii dliny gorizontalnykh bokovykh stvolov dlya mestorozhdeniy pozdney stadii razrabotki [Increased oil recovery by optimizing the length of horizontal sidetracks for late-stage fields]. *Sbornikov trudov konferentsii* [Collection of conference proceedings]. Almet'yevsk, Institute of geology oil and gas technologies Publ., 2019. pp. 87–89.
36. Zomareva E.V., Strekalov A.V. Comparison of flow rates of vertical, horizontal and multilateral wells by different methods. *Scientific and practical electronic journal Alley Nauki*, 2019, vol. 31, no. 4, pp. 240–245. In Rus.
37. Zaitsev R.A., Raspopov A.V. A practice of development of Perm Krai fields with horizontal wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 182–191. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.8.
38. Lecampion B., Desroches J. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2015, vol. 82, pp. 235–258.
39. Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S., Ibatullin R.R. *Nauka i praktika primeneniya razvetvlenykh i mnogozaboynykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Science and practice of application branched and multilateral wells in the development of oil fields]. Kazan, FEN Publ., 2011. 319 p.
40. Ilyushin P.Yu. *Obosnovanie prognoza obvodnennosti zalezhey nefii s ispolzovaniem analogo-statisticheskikh metodov (na primere razrabotki mestorozhdeniy Permskogo Prikamya)*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Justification of the forecast of water-cut of oil deposits using analog-statistical methods (on the example of the development of deposits in the Perm Kama region). Cand. Diss. Abstract]. St. Petersburg, 2013. 20 p.

Received: 20 April 2022.

#### Information about the authors

**Sergey V. Galkin**, Dr. Sc., professor, dean of the Mining and Oil Faculty, Perm National Research Polytechnic University.  
**Dmitriy S. Lobanov**, leading engineer, branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.