

УДК 553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА БАШКИРСКОГО СВОДА (ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ)

Д.В. Лузина, Д.В. Потехин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми  
(614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

## OIL-WATER CONTACT CHANGE RULES OF BASHKIRIAN DOME (UPPER DEVONIAN-TOURNAISIAN DEPOSITS)

D.V. Luzina, D.V. Potekhin

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm  
(29 Sovetskoi Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 23.10.2015. Принята / Accepted: 20.02.2016. Опубликовано / Published: 30.03.2016

### Ключевые слова:

Башкирский свод, водонефтяной контакт, верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс, геологическая модель, залежь, нефтегазогеологическое районирование, Камско-Кинельская система прогибов, неопределенность, ловушка, Пермский край, пласт, региональный наклон водонефтяного контакта, регрессионное уравнение, свод, статистическая модель, условный подсчетный уровень.

### Key words:

Bashkirian dome, oil-water contact, Upper Devonian-Tournaisian oil and gas play, geological model, deposits, geological oil and gas zonation, Kamsko-Kinelskaia system of depressions, uncertainty, trap, Perm region, reservoir, regional dip of oil-water contact, regression equation, dome, statistical model, relative evaluation level.

Обоснование водонефтяного контакта (ВНК) является важным критерием при подсчете запасов и оценке ресурсов залежи. Основные факторы, учитываемые при расчете объема залежи углеводородов: 1. Структурные поверхности кровли и подошвы пласта. 2. Распределение эффективных толщин по всей мощности изучаемого пласта. 3. Положение флюидального контакта.

Если первые два фактора принять как константы, то правильно обоснованный уровень ВНК контролирует объем залежи и распределение нефтенасыщенных толщин в пласте. Определение положения водонефтяного контакта связано с рядом сложностей, в основном с ограниченным количеством исходных данных.

В работе выполнен региональный прогноз положения ВНК. Объектом исследования принят Башкирский свод (его северное окончание в пределах Пермского края), который представляет собой крупный тектонический элемент с высокой степенью изученности.

Накопленный объем данных позволил выполнить их обобщение по залежам встречающихся нефтегазоносных комплексов и провести анализ ресурсной базы. При выполнении анализа положения ВНК по всем объектам подсчета запасов выявлена высокая степень неопределенности.

Статистическая выборка по залежам легла в основу для выявления зональных закономерностей и расчета статистических моделей регионального водонефтяного контакта. Полученные регрессионные уравнения учитывают формационные и тектонические особенности строения Башкирского свода и позволяют осуществлять прогноз положения флюидального контакта для более достоверной оценки ресурсов углеводородного сырья выявленных и подготовленных структур, а также уточнить границы ВНК промышленных залежей с условным подсчетным уровнем, доля которых составляет более 50 %.

Полученные уравнения позволяют уточнить положения флюидальных контактов, имеющих высокую степень неопределенности, а также станут дополнительной основой для их обоснования в процессе пересчета запасов и оценки ресурсов при открытии месторождений. Это в свою очередь повысит достоверность геологической модели и снизит количество проблем при адаптации гидродинамической модели по истории разработки.

Oil-water contact (OWC) justification is an important criteria for estimation of reserves and evaluation of deposits potential. The main factors that influence evaluation of hydrocarbon accumulation amount are as following: structural surfaces of reservoir top and bottom, effective thicknesses distribution along the thickness of studying reservoir and fluid contact position.

In case first two factors are constant accumulation volume and distribution of oil net pay thicknesses in reservoir are controlled by correctly determined OWC. Determination of OWC position is associated with several challenges and mainly with limited initial data.

In this paper regional forecast of OWC position was performed. The target of research was Bashkirian dome (its north end in Perm region). Bashkirian dome represents major characterized tectonic element.

Accumulated data were generalized on the deposits of presented oil and gas plays (OGP) and resource analysis was performed. During the analysis of OWC position across the all objects of reserve estimation high uncertainty was determined.

Statistical sample was the basis for determination of zonal rules and calculation of statistical model of regional OWC. Obtained regression equations take into account formation and tectonic features of Bashkirian dome, allow performing forecast of fluid contact position for more authentic evaluation of hydrocarbon resources of determined structures and specification of WOC in the reservoirs with relatively evaluated OWC that represent 50% from all deposits.

Obtained equations help to determine position of OWC that has high uncertainty. Equations will represent additional basis for OWC justification during re-estimation of reserves and evaluation of resources while field exploration. That will increase geological model authenticity and decrease amount of issues during history matching of hydrodynamic model.

Лузина Дарья Валерьевна – инженер 2-й категории отдела подсчета запасов (моб. тел.: +007 902 837 83 33, e-mail: [dasha-luzina@yandex.ru](mailto:dasha-luzina@yandex.ru)). Контактное лицо для переписки.

Потехин Денис Владимирович – кандидат технических наук, начальник управления геологического моделирования и подсчета запасов (моб. тел.: +007 919 476 06 13, e-mail: [Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com](mailto:Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com)).

Daria V. Luzina (Author ID in Scopus: 57112490900) – Engineer of 2<sup>nd</sup> category of the Reserves Estimation Department (mob. tel.: +007 902 837 83 33, e-mail: [dasha-luzina@yandex.ru](mailto:dasha-luzina@yandex.ru)). The contact person for correspondence.

Denis V. Potekhin (Author ID in Scopus: 56122662900) – PhD in Engineering, Head of the Department of Geological Modeling and Reserves Estimation (mob. tel.: +007 919 476 06 13, e-mail: [Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com](mailto:Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com)).

## Введение

Положение флюидального контакта – один из основных параметров подсчета запасов и оценки ресурсов залежи. Данный критерий контролирует объем залежи, распределение нефтенасыщенных толщин в пласте. Тем не менее определение достоверного положения контакта – сложная задача. Часто исследователю приходится сталкиваться с недостаточностью исходных данных.

Существует два уровня неопределенности при учете этой границы. Первый связан с определением степени заполнения ловушки подготовленной структуры. Чем ниже будет здесь неопределенность, тем более корректно мы оценим ресурсы и, следовательно, экономическую рентабельность освоения. Второй момент связан с открытыми месторождениями, с залежами, имеющими условный подсчетный уровень (УПУ). Чаще всего УПУ обосновывается при открытии новых залежей или месторождений, в условиях ограниченного фонда скважин. Запасы между условным подсчетным уровнем и истинным положением контакта являются объектом доизучения в процессе доразведки или разработки месторождения. Уменьшение неопределенности позволит более точно смоделировать нефтенасыщенный объем залежи и, как следствие, правильную работу скважин при адаптации геологической модели по истории разработки.

Таким образом, актуальным является расчет статистических моделей, уменьшающих неопределенность положения водонефтяного контакта (ВНК) при оценке ресурсов подготовленных структур и уточнении отметки ВНК залежей открытых месторождений. Для этого составлена база данных месторождений и проведен анализ достоверности определения ВНК. Изучено геологическое строение и определены критерии, влияющие на положение контакта. Разработаны геолого-математические модели для прогноза положения ВНК, позволяющие повысить его достоверность.

## Объект исследования

За объект изучения принят северный склон Башкирского свода (БС), расположенный на юге Пермского края. Он характеризуется повсемест-

но доказанной промышленной нефтеносностью и высокой степенью изученности, что позволило составить базу данных с представительной выборкой для проведения расчетов. БС – положительная тектоническая структура первого порядка Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Его склоны ограничены с северо-запада и севера Верхнекамской впадиной и Бабкинской седловиной, с северо-востока и востока – Бымско-Кунгурской моноклиной. Размеры в пределах Пермского края с запада на восток составляют 145 км, максимальная ширина – 66 км. По тиманской поверхности в пределах западной половины свода обособляются четыре средних структурных элемента: Куединский вал, Москудьянский вал, Дубовогорская структурная терраса, Татышлинский выступ и Чернушинская валообразная зона [1, 2].

Основной фактор, определяющий закономерности размещения скоплений углеводородов, – структурно-фациальный. Закономерности распределения нефтегазоносности большей части продуктивного разреза предопределены развитием внутрiformационной Камско-Кинельской системы прогибов [3, 4]. Залежи углеводородов размещаются в структурах облекания рифовых сооружений, в телах рифогенных массивов, а также во внутренних зонах впадин. Для региона характерно многообразие типов ловушек нефти и газа [5, 6].

Нефтегазогеологическое районирование (НГТР) основано на совмещении схемы тектонического строения территории со схемой формационной зональности верхнедевонско-турнейских отложений. В пределах БС выделяются две нефтегазоносные области и три связанных с ними района (рис. 1):

1) область Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), район Юго-Восточного борта ККСП (2Г), входящие в него зоны: Москудьянская (2Г1), Куединская (2Г2), Чернушинская (2Г3), и район Шалымско-Калининский (2Б), зона Капканская (2Б5);

2) область юго-восточного позднедевонского палеошельфа (внешняя прибортовая зона ККСП), район Атерско-Высоковский (3А1), относящиеся к нему зоны Енапаевская (3А1), Саварская (3А2) [3].

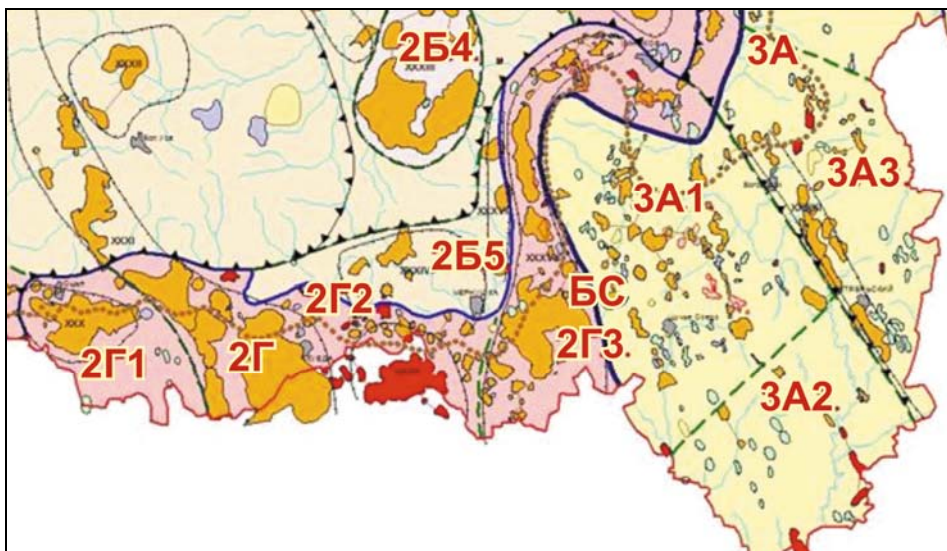


Рис. 1. Выкопировка из карты нефтегазогеологического районирования Пермского края

В разрезе БС выделяется 6 нефтегазоносных комплексов (НГК) с доказанной продуктивностью: каширско-гжельский карбонатный, верейский терригенно-карбонатный, верхневизейско-башкирский карбонатный, визейский терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный и девонский терригенный.

#### Анализ неопределенности положения флюидального контакта

Для определения закономерностей по месторождениям БС составлена база по основным промышленным НГК. В нее включены следующие параметры: координаты, данные районирования (тектоническое, зоны ККСП, нефтегазогеологическое), основные структурные элементы и неопределенности их определения, данные о наличии литологических замещений и тектонических нарушениях [7–9].

База данных включает в себя более 700 залежей нефти. По каждой залежи проведен анализ определения ВНК, утвержденных в ФБУ «Государственная комиссия по запасам», т.е. на основе исходных данных оценено определение ВНК и условных подсчетных уровней (УПУ). Под УПУ понимается граница, принимаемая по наиболее низкой установленной отметке подошвы нефтенасыщенного пласта-коллектора. Чаще всего УПУ обосновывается при открытии новых залежей или месторождений, в условиях ограниченного фонда скважин [10]. Запасы между условным подсчетным уровнем

и истинным положением контакта являются объектом доизучения в процессе доразведки или разработки месторождения.

Как оказалось, более 50 % залежей БС, попавших в базу данных, имеют УПУ.

Данные залежи были классифицированы на группы по величине неопределенности в определении ВНК:

- 1-я группа – залежи с неопределенностью до 5 м (10 % залежей БС);
- 2-я группа – залежи с неопределенностью более 5 м (30 %);
- 3-я группа – залежи с неопределенностью, которую не выразить количественно, так как достоверно не определена кровля воды (14 %).

В результате выявлены недоучет запасов и ресурсов на балансе добывающих и государственных организаций и возможность дальнейшего прироста при переоценке запасов. Высокую неопределенность положения контакта 2-й и 3-й группы имеют 44 % залежей БС. Распределение залежей по НГК представлено в табл. 1, где отображена продуктивность отложений относительно зон ККСП.

Основная нефтеносность связана с визейским (376 залежей) и верхнедевонско-турнейским (222 залежи) НГК. При этом залежи наиболее часто приурочены к зонам бортовых построек (475 залежей), представленным во всех НГК, и внешней прибортовой (205 залежей).

Таблица 1

## Распределение залежей Башкирского свода по НГК и по зонам ККСП

Зона ККСП	Нефтегазоносный комплекс						Всего
	каширско-гжельский	верейский	верхневизейско-башкирский	визейский	верхнедевонско-турнейский	девонский	
Бортовых построек (БП)	16	34	44	250	87	44	475
Внешняя прибортовая (ВШБ)	–	3	1	85	110	6	205
Органогенных банок (ОБ)	–	–	–	27	24	–	51
Внутренняя прибортовая (ВТБ)	–	2	4	14	1	4	25
Всего	16	39	49	376	222	54	756

Таблица 2

## Процентное количество залежей НГК с неопределенностью 2-й и 3-й групп

Зона ККСП	Нефтегазоносный комплекс					
	каширско-гжельский	верейский	верхневизейско-башкирский	визейский	верхнедевонско-турнейский	девонский
Кол-во УПУ 2-й и 3-й групп, %	50	35	30	34	64	45

Наибольший процент залежей 2-й и 3-й групп относится к карбонатным НГК, что связано со сложностями в установлении характера насыщения по данным геоинформационной системы без подтверждения данными испытаний (табл. 2).

Верхнедевонско-турнейский НГК, являющийся одним из главных для БС, имеет наибольший процент залежей с принятыми условными подсчетными уровнями, в которых неопределенность положения контакта составляет более 5 м.

#### Определение основных закономерностей и расчет статистических моделей для верхнедевонско-турнейского карбонатного НГК

В работе рассмотрен верхнедевонско-турнейский НГК как один из главных НГК региона, имеющий более равномерное распределение промышленных скоплений по площади БС. К нефтеносным относятся пласты: турнейский (Т), фаменский (Фм), франский (Фр). Промышленные скопления наиболее часто располагаются в верхней части верхнедевонско-турнейского НГК под региональной покрывкой и представлены пластово-массивным и массивным типами (пласт Т).

В пределах комплекса наблюдаются зональные особенности, связанные с ККСП. Так, этаж нефтеносности для зоны бортовых построек (соответствует зонам НГТР – 2Г1, 2Г2, 2Г3) харак-

теризуется наличием 1–2 продуктивных пластов в верхней части комплекса, что соответствует пласту Т – синие области карты (рис. 2) [11–13].

Внешняя прибортовая зона ККСП (зона НГТР – 3А1) имеет более мощный этаж нефтеносности и высокую расчлененность. Количество продуктивных пластов в разрезе ВШБ достигает 6 (в среднем 4), здесь уже продуктивными являются пласты Т, Фм и Фр – оранжевый и красный цвета карты (см. рис. 2).

Для ВШБ при более широком этаже нефтеносности в пределах комплекса характерно наличие малоамплитудных ловушек (до 35–40 м) с вариацией коэффициента заполнения ( $K_{з.л}$ ) в широких пределах (от 0,1–0,9), тогда как для БП  $K_{з.л}$  остается, как правило, в верхних пределах – 0,65–0,85 (рис. 3, а, б).

Высота ловушки состоит из абсолютной отметки ВНК и высоты свода ловушки. Для изучения закономерностей изменения ВНК построены линейные модели (рис. 4, а), которые показывают, что БШ и ВШБ находятся практически в одной линейной связи между отметками ВНК и отметками свода поднятия. Зоне БП соответствуют наиболее высокие гипсометрические отметки свода и ВНК. Отличие двух зон по уравнениям между БП и ВШБ связано с незначительным изменением углового коэффициента 1,07 и 0,77 и свободного члена:



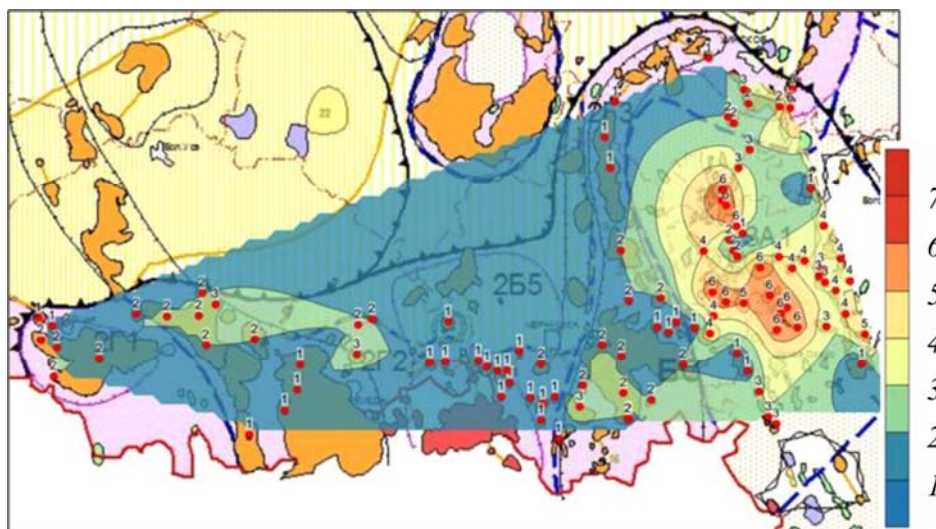


Рис. 2. Гистограмма распределения продуктивных пластов по зонам НГТР и карта количества продуктивных пластов (1–7)

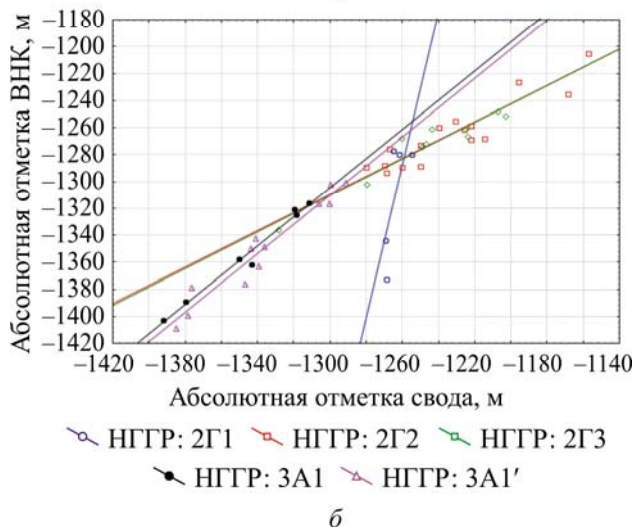
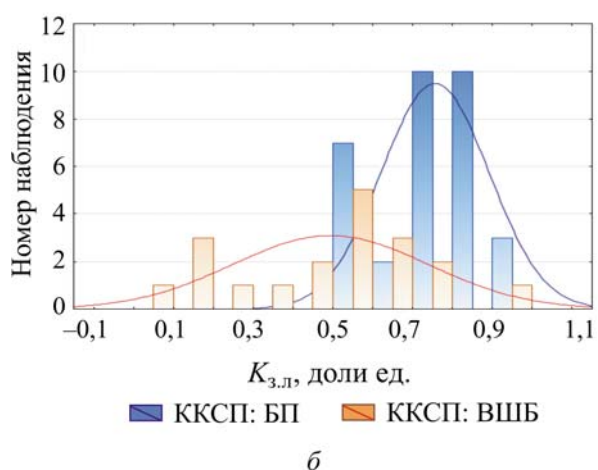
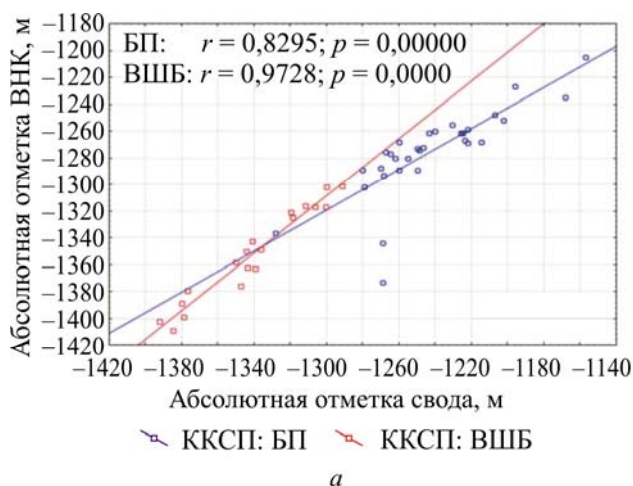
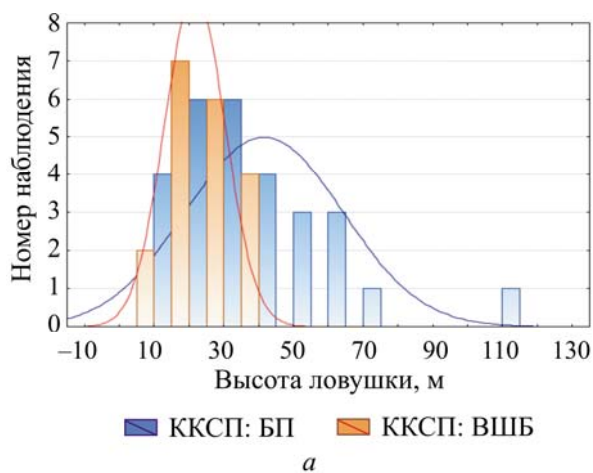


Рис. 3. Гистограмма высоты ловушки (а) и размаха коэффициента заполнения ловушки (б) для зон ККСП: бортовых построек (БП), внешней прибортовой (ВШБ)

Рис. 4. Зависимость абсолютной отметки ВНК от абсолютной отметки свода: а – для зон ККСП: бортовых построек (БП), внешней прибортовой (ВШБ); б – для зон НГТР

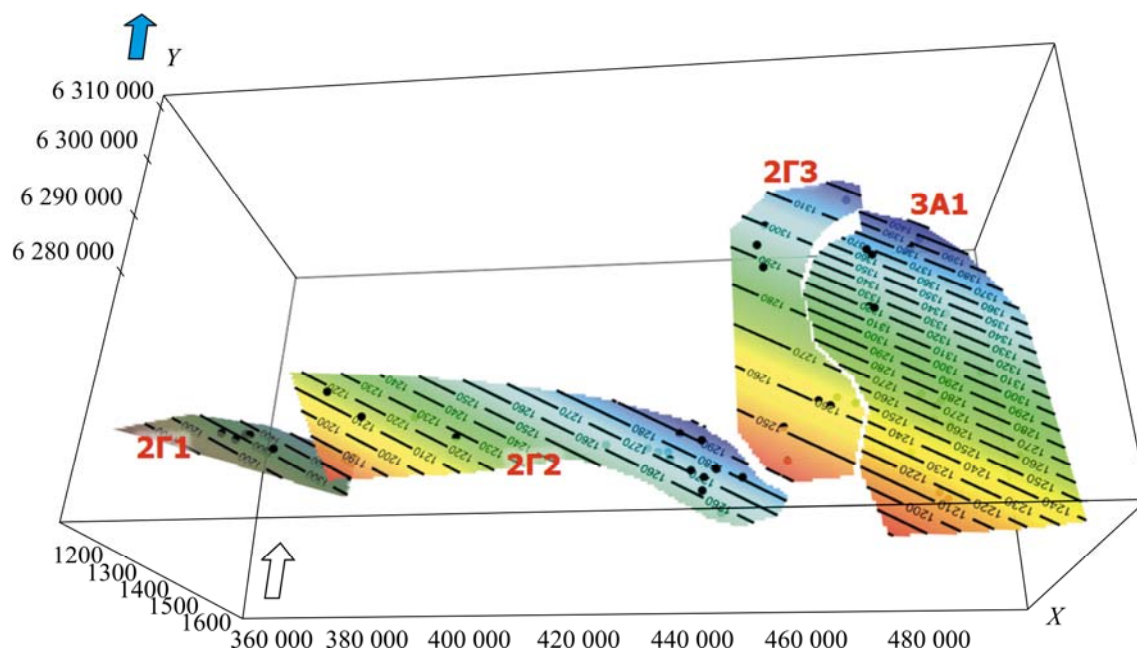


Рис. 5. Поверхности регионального ВНК (пласт Т) по зонам НГГР: 2Г1 – Москудьинская; 2Г2 – Куединская; 2Г3 – Чернушинская; 3А1 – Енапаевская

$$\text{ВНК\_БП} = -322,64 + 0,77 \cdot H_{\max};$$

$$\text{ВНК\_ВШБ} = 87,36 + 1,07 \cdot H_{\max},$$

где  $H_{\max}$  – абсолютная отметка свода.

В выборке БП существуют два поднятия, не укладывающиеся в данные модели [3].

Для более детального ранжирования разделим залежи по зонам НГГР. Это позволяет нам сказать, что выпадающие залежи относятся к Москудьинской зоне НГГР (2Г1) и характеризуются отдельной зависимостью (рис. 4, б). Данный факт свидетельствует о необходимости построения более детальных статистических зависимостей с использованием зоны НГГР для расчета итоговых моделей прогноза ВНК.

На рис. 4, а видно, что выборка хорошо статистически разделяется по элементам ККСП на отдельные модели. Полученные модели имеют высокие и значимые коэффициенты корреляции 0,82 и 0,97. По результатам анализа данных прослеживается разделение залежей БС по зонам ККСП и, соответственно, зонам НГГР.

Для определения закономерностей изменения по площади в декартовой системе и построения геологических моделей введена квадратичная функция поверхности в координатах  $X$  и  $Y$  по следующей формуле:

$$Z = X + Y + X \cdot Y + X^2 + Y^2.$$

Изменения поверхностей водонептяных контактов для пласта Т по зонам НГГР представлены на рис. 5. На поверхностях хорошо видны региональные наклоны: моноклинальное погружение в направлении Предуральяского прогиба (Енапаевская зона – 3А1), более амплитудное погружение на западе к Верхнекамской впадине (Москудьинская зона – 2Г1) и в центральной части к Бабкинской седловине (Куединская зона – 2Г2). Анализ поверхности контактов показывает, что в различных зонах НГГР ВНК ведет себя по-разному. Это позволяет нам выполнить разделение выборки по зонам НГГР для учета не только формационного признака, но и тектонического развития, поскольку каждая из зон имеет свой угол погружения контакта.

Полученные зависимости положения ВНК от параметра  $Z$  имеют высокие коэффициенты корреляции – от 0,85 до 0,99 (рис. 6), уравнения статистически значимы. Зависимости являются обратными и показывают уменьшение отметки ВНК относительно горизонтальной поверхности  $Z$ . Анализ показывает, что ВНК систематически снижается в направлении Предуральяского прогиба. Однако степень изменения отличается по каждой зоне [14–16].

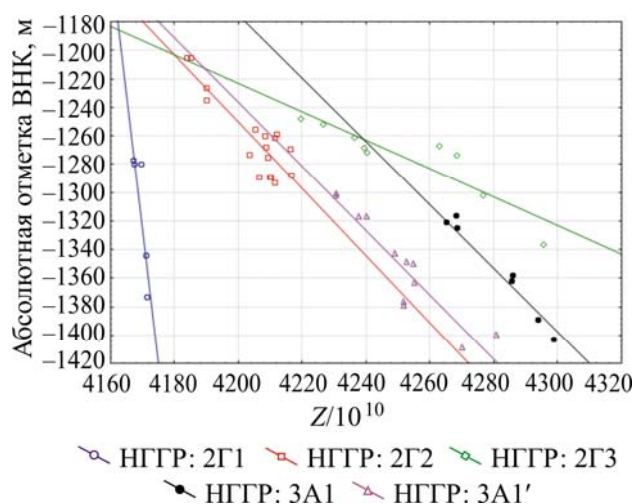


Рис. 6. Зависимость абсолютной отметки ВНК от функции  $Z$  для зон НГТР (пласт Т)

Таблица 3

Регрессионные модели погружения контакта.  
Пласт Т1

Зона НГТР	Уравнение	$r$	$p$
2Г1	$\text{ВНК} = 77595,763 - 18,926 \cdot Z/10^{10}$	-0,85	0,0649
2Г2	$\text{ВНК} = 8642,7951 - 2,3556 \cdot Z/10^{10}$	-0,87	0,0000
2Г3	$\text{ВНК} = 2903,6154 - 0,983 \cdot Z/10^{10}$	-0,91	0,0003
3А1	$\text{ВНК} = 9337,97 - 2,4976 \cdot Z/10^{10}$	-0,99	0,00005
3А1'	$\text{ВНК} = 8265,4641 - 2,2624 \cdot Z/10^{10}$	-0,93	0,00002

Примечание:  $r$  – коэффициент корреляции,  $p$  – уровень статистической значимости.

Для получения более обоснованных моделей Енапаевская зона 3А1 по полученным зависимостям была дополнительно разделена на две: северную 3А1 и южную 3А1' части. Разделение было выполнено по изменению поверхности ВНК и анализу полученных распределений, определенных по зависимости (см. рис. 6). В моделях установлены более высокие коэффициенты корреляции ( $r = -0,99$  и  $r = -0,93$ ).

Полученные регрессионные уравнения показывают (табл. 3), что зависимости имеют одинаковую направленность, свободный член уравне-

ний изменяется для четырех моделей (2Г1, 2Г2, 3А1, 3А1') незначительно от 9337,97 до 77595,769, и только уравнение для 2Г3 имеет свободный член 2903,6154. Степень погружения контакта разная, например, для зоны 3Г3 она небольшая, на что указывает угловой коэффициент уравнения, равный 0,98. Более крутой наклон соответствует зоне 2Г1, угловой коэффициент данного уравнения составляет 18,926.

В табл. 3 приведены регрессионные уравнения погружения флюидальных контактов.

### Заключение

Во время выполнения работы собран материал по всем залежам нефти БС. Проведен анализ состояния ресурсной базы. Выявлен высокий процент залежей с неопределенностью положения ВНК (44 % залежей с УПУ – 2-я и 3-я группы по неопределенности), что делает актуальным вопрос поиска зависимостей для нахождения положения контакта. Рассмотрено геологическое строение верхнедевонско-турнейского НГК и подтверждена его связь с ККСП.

Полученные регрессионные уравнения регионального ВНК для турнейского пласта учитывают особенности строения изучаемой территории. Данные уравнения при минимальном количестве параметров позволяют осуществлять прогноз положения флюидального контакта при оценке ресурсов выявленных и подготовленных структур и уточнении границы подсчета для промышленных залежей с УПУ.

Более точное определение положения контакта даст возможность повысить достоверность геологической модели, уточнить геометризацию залежи, нефтенасыщенный объем, позволит грамотно адаптировать геологическую модель по истории разработки, а также для работающих месторождений распределить остаточные запасы. В дальнейшем предполагаем изучить связи изменения ВНК с другими геологическими характеристиками пласта и разработать критерии оценки достоверности.

## Список литературы

## References

1. Михайлов Д.Г., Морoshкин А.Н., Плотников А.В. Развитие тектонического картирования Пермского края в связи с прогнозами нефтегазоносности [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/53\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/53_2012.pdf) (дата обращения: 10.06.2015).
2. Проворов В.М. О необходимости и значении уточнения тектоники территории Пермского края // Современные проблемы геологии: материалы IV геологической конференции ОАО «КамНИИКИГС», 3 апреля 2008. – Пермь, 2008. – С. 24–37.
3. Обобщение результатов ГРП на территории Пермского края с целью уточнения геологического, тектонического строения, сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования / Д.Г. Михайлов, В.В. Макаловский [и др.]; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2011. – 310 с.
4. Проворов М.В., Проворов В.М. Комплексная модель нефтегазонакопления и закономерности размещения залежей нефти в Среднем Поволжье [Электронный ресурс] // Технологии ТЭК. – 2003. – URL: [http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik\\_02\\_2003/63233/public/63348.shtml](http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik_02_2003/63233/public/63348.shtml) (дата обращения: 18.07.2015).
5. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.М. Алиев, Г.М. Яриков, Р.О. Хачатрян [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 264 с.
6. Проворов В.М. Строение позднедевонско-турнейского палеошельфа севера Урало-Поволжья и задачи его дальнейшего изучения // Геология нефти и газа. – 1988. – № 2. – С. 24–28.
7. Михалеви́ч И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий). – Иркутск, 2006. – 115 с.
8. Watson G.S. *Statistic on spheres*. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
9. Yarus J.M. *Stochastic modeling and geostatistics* / AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
10. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.–Тверь: ВНИГНИ, Тверьгеофизика, 2003. – 130 с.
11. Klayton V. *Deutsch geostatistical reservoir modeling*. – Oxford: Oxford university, 2002. – 378 p.
12. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. *Exploratory and explanatory statistical analysis data*. – Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. – 284 p.
13. Cosentino L. *Integrated reservoir studies*. – Paris, 2001. – 310 p.
14. Потехин Д.В., Путилов И.С. Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 2. – С. 20–23.
15. Потехин Д.В., Путилов И.С., Галкин В.И. Повышение достоверности геологических моделей залежей нефти и газа на основе усовершенствованной технологии многовариантного
1. Mikhailov D.G., Moroshkin A.N., Plotnikov A.V. *Razvitiye tektonicheskogo kartirovaniia Permskogo kraia v sviazi s prognozami neftegazonosnosti* [Development of tectonic zonation of Perm region in view of oil and gas potential forecast]. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 2012, vol. 7, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/53\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/53_2012.pdf).
2. Provorov V.M. *O neobkhodimosti i znachenii utochneniia tektoniki territorii Permskogo kraia* [About necessity and significance of specification of tectonics in Perm Region]. *Modern Problems of Geology: materials of 4<sup>th</sup> geological conference JSC «KamNIKIGS», 3<sup>rd</sup> of April 2008*. Perm, 2008, pp. 24–37.
3. Mikhailov D.G., Makalovskii V.V. et al. *Obobshchenie rezul'tatov GRR na territorii Permskogo kraia s tsel'iu utochneniia geologicheskogo, tektonicheskogo stroeniia, syr'evoi bazy i neftegazogeologicheskogo raionirovaniia* [Generalization of results of exploration in Perm region in order to specify geological and tectonic structure, source of raw materials and geological oil and gas zonation]. PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm. Perm, 2011. 310 p.
4. Provorov M.V., Provorov V.M. *Kompleksnaia model' neftegazonakopleniia i zakonemernosti razmeshcheniia zalezhei nef'ti v Srednem Povolzh'e* [Comprehensive model of oil and gas deposition and rules of oil fields distribution in Middle Volga]. *Tekhnologii TEK*. 2003, available at: [http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik\\_02\\_2003/63233/public/63348.shtml](http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik_02_2003/63233/public/63348.shtml).
5. Aliev M.M., Iarikov G.M., Khachatryan R.O. et al. *Kamenno-ugol'nye otlozheniia Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii* [Carboniferous deposits of Volga-Ural oil and gas province]. Moscow: Nedra, 1975. 264 p.
6. Provorov V.M. *Stroenie pozdnedevonsko-turneiskogo paleoshel'fa severa Uralo-Povolzh'ia i zadachi ego dal'neishego izucheniia* [Structure of Late Devonian-Tourmaian paleoshelf of North Ural-Volga and objects of its future study]. *Oil and Gas Geology*, 1988, no. 2, pp. 24–28.
7. Mikhalevich I.M. *Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii)* [Application of mathematical methods during analysis of geological information (using computer technologies)]. Irkutsk, 2006. 115 p.
8. Watson G.S. *Statistic on spheres*. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. 238 p.
9. Yarus J.M. *Stochastic modeling and geostatistics*. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994. 231 p.
10. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nef'ti i gaza ob'emnym metodom* [Guideline for evaluation of oil and gas reserves by volumetric method]. Ed. V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Iatsenko. Moscow-Tver': VNIIGNI, NPTs «Tvergeophysics» JSC, 2003. 130 p.
11. Klayton V. *Deutsch geostatistical reservoir modeling*. Oxford: Oxford university, 2002. 378 p.
12. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. *Exploratory and explanatory statistical analysis data*. Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. 284 p.
13. Cosentino L. *Integrated reservoir studies*. Paris, 2001. 310 p.
14. Potekhin D.V., Putilov I.S. *Kolichestvennoe obosnovanie parametrov mnogovariantnogo modelirovaniia dlia povysheniia dostovernosti trekhmernykh geologicheskikh modelei nef'tianykh*



трехмерного моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 16–19.

16. Галкин В.И., Потехин Д.В., Путилов И.С. Связь коэффициента нефтенасыщенности с другими геолого-технологическими характеристиками объектов, находящихся на завершающей стадии разработки // Наука производству. – 2006. – № 1. – С. 9–14.

mestorozhdenii [Quantitative justification of parameters of multiple scenario modeling for increase of authenticity of three-dimensional geological models of oil fields]. *Oil and Gas Territory*, 2014, no. 2, pp. 20-23.

15. Potekhin D.V., Putilov I.S., Galkin V.I. Povyshenie dostovernosti geologicheskikh modelei zalezhei nefiti i gaza na osnove usovershenstvovannoi tekhnologii mnogovariantnogo trekhmernogo modelirovaniia [Improve the reliability of geological models of oil fields on basis of optimized technological settings]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2014, no. 7, pp. 16-19.

16. Galkin V.I., Potekhin D.V., Putilov I.S. Sviaz' koeffitsienta neftenasyshchennosti s drugimi geologo-tekhnologicheskimi kharakteristikami ob"ektov, nakhodiashchikhsia na zavershaiushchei stadii razrabotki [Relationship between oil saturation factor and other geological characteristics of an object at the final stages of development]. *Nauka proizvodstvu*, 2006, no. 1, pp. 9-14.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лузина Д.В., Потехин Д.В. Закономерности изменения водонефтяного контакта Башкирского свода (верхнедевонско-турнейские отложения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №18. – С. 7–15. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.1

Please cite this article in English as:

Luzina D.V., Potekhin D.V. Oil-water contact change rules of Bashkirian dome (Upper Devonian-Tournaisian deposits). *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.18, pp. 7-15. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.1