



Москва

ОАО "ВНИИОЭНГ"

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

- СССЛОГИЯ, СОСЛЕТИЯ и разработка

и разрацитка нефтяных и газовых месторождений

Geology, geophysics and development of oil and gas fields Открытое акционерное общество "Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности" (ОАО "ВНИИОЭНГ")



ЛАУРЕАТ ЗОЛОТОЙ МЕДАЛИ SPI ПАРИЖ ФРАНЦИЯ НАГРАЖДЕН ПАМЯТНЫМ ЗНАКОМ "ЗОЛОТОЙ ИМПЕРИАЛ" ЗА АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ В МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВКАХ И ЯРМАРКАХ

# ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И разработка Нефтяных и газовых месторождений

Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields

1 **◆ 2017** москва • внииоэнг

#### РГАСНТИ 38.53.38.57



# ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

# Ежемесячный научно-технический журнал

#### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

#### Главный редактор

**Дмитриевский А.Н.** – д. г.-м. н., профессор, академик РАН, научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН,

#### Зам. главного редактора

*Гогоненков Г.Н.* – д. т. н., первый заместитель генерального директора ОАО "ЦГЭ",

Астахова А.Н. – к. т. н., главный менеджер ОАО "ВНИИОЭНГ",

Бабаев Ф.Р. – д. г.-м. н., профессор Азербайджанского технического университета,

Бочкарев А.В. – д. г.-м. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,

**Брехунцов А.М.** – д. г.-м. н., директор ОАО "Сибирский научно-аналитический центр России",

**Варламов А.И.** – к. г.-м. н., генеральный директор ФГУП "ВНИГНИ",

*Гильманова Р.Х.* – д. т. н., профессор, генеральный директор ООО "Нефтегазтехнология",

Грунис Е.Б. – д. г.-м. н., руководитель дирекции Института геологии и разработки горючих ископаемых, Дарищева Е.Ю. – с. н. с. ОАО "ВНИИОЭНГ",

Захаров Е.В. – д. г.-м. н., главный научный сотрудник ООО "ГазпромВНИИГАЗ",

*Михайлов Н.Н.* – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,

Салаватов Т.Ш. – д. т. н., профессор, зав. кафедрой Азербайджанской государственной нефтяной академии,

Сенин Б.В. – д. г.-м. н., генеральный директор ОАО "Союзморгео",

Старосельцев В.С. – д. г.-м. н., профессор, зам. генерального директора Сибирского научноисследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья,

Супруненко О.И. – д. г.-м. н., зам. директора ВНИИ-Океангеология им. И.С. Грамберга,

Холодилов В.А. – д. г.-м. н., первый зам. генерального директора ООО "Газфлот",

Юсифзаде Х.Б. – д. т. н., профессор, академик НАНА, первый вице-президент Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики – Сокар.

Оформить подписку можно в любом почтовом отделении РФ по каталогу "Издания органов научно-технической информации" Агентства "Роспечать" – индекс 58500 и Объединенному каталогу "Пресса России" – индексы 10329, 10330, а также в издательстве ОАО "ВНИИОЭНГ" по тел. (495) 322-06-15.

### СОДЕРЖАНИЕ

#### ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Самитова В.И., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А. Характеристика геологического строения отложений ачимовской толщи в пределах Тодыттзотин- ской впадины севера Западной Сибири с целью постановки поисково-оценочных работ
Дорофеев Н.В., Бочкарев А.В., Филиппова П.Б., Талдыкин С.А., Осипова Ю.С., Ананьева Е.В. Дифференциация перспективности слабоосвоенных участков акватории Среднего Каспия
<i>Керимов В.Ю., Яндарбиев Н.Ш., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н.,</i> <i>Дмитриевский С.С.</i> Оценка содержания органического углерода сланцевых низкопроницаемых толщ (на примере хадумской свиты Предкавказья)
<i>Пенягин П.В., Стовбун Ю.А., Грибова И.С., Куликов Т.Д.</i> О пер- спективах открытия крупной зоны нефтегазоносности в берриас- валанжинских отложениях Гыданского полуострова
<i>Немова В.Д., Панченко И.В., Ильин В.С., Смирнова М.Е.</i> Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с ее геологическим строением и пластовыми условиями (на примере Средне- Назымского и Салымского месторождений)
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
<i>Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Повещенко Ю.А., Казаке- вич Г.И.</i> Автоколебательный характер флюидодинамического ре- жима осадочного бассейна в зоне месторождений Прикаспия45
РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Зейгман Ю.В., Сергеев В.В., Аюпов Р.Р. Классификация физико- химических методов интенсификации добычи нефти по механизму

ОАО "ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ"

© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2017

Nº 1

Январь, 2017 г.

Издается с 1992 г.

Выходит 12 раз в год

Учредитель журнала -

ОАО "ВНИИОЭНГ"

vniioeng@mcn.ru, vniioeng@vniioeng.ru

### CONTENTS

OIL AND GAS PROSPECTING	Генеральный директор <b>А.Г. Лачков</b>
<i>Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Samitova V.I., Nedosekin A.S., Luka-</i> <i>shov A.V., Smirnov O.A.</i> Characteristics of geological structure of achi- mov sequence deposits within Todyttzotinsky depression in the North- Western Siberia in order to start exploration-evaluation survey	Решением Президиума ВАК Министерства образо- вания и науки РФ от 01.12.2015 г. НТЖ "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых мес- торождений" включен в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опублико- ваны основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандида- та наук. Журнал включен в базу Russian Science
<i>Kerimov V.Yu., Yandarbiev N.Sh., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Dmit-</i> <i>rievsky S.S.</i> Evaluation of organic carbon content of low permeability shale strata (on the example of the Pre-Caucasus Khadum suite)	Citation Index (RSCI) на платформе Web of Science, а также в международные реферативные базы дан- ных и системы цитирования Chemical Abstracts и GeoRef.
<i>Penyagin P.V., Stovbun Yu.A., Gribova I.S., Kulikov T.D.</i> Prospects of identification of a large area of petroleum potential in berriasian-valanginian sediments of Gydansky peninsula	Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ). Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № 77–12330 от 10 апреля 2002 г.
<i>Nemova V.D., Panchenko I.V., Il'in V.S., Smirnova M.E.</i> Review of the results of bazhenov suite development in connection with its geological structure and reservoir conditions (on the example of Mid-Nazym and Salym fields)	Ведущие редакторы: А.Н. Астахова, Е.Ю. Дарищева
GEOLOGICAL MODELING	Компьютерный набор <i>В.В. Васина</i>
<i>Dmitrievsky A.N., Karakin A.V., Poveshchenko Yu.A., Kazakevich G.I.</i> Self-oscillating nature of fluid dynamic mode of a sedimentary basin in the area of the Pre-Caspian fields location	Компьютерная верстка Е.В. Кобелькова Корректор Н.В. Шуликина
DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS	
<b>Zeigman Yu.V., Sergeev V.V., Ayupov R.R.</b> Classification of physico- chemical methods applied to stimulate oil production according with their effect on a formation system	Подписано в печать 30.11.2016. Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 7,14. Учизд. л. 7,26. Тираж 1500 экз. Цена свободная. ОАО "ВНИИОЭНГ" № 6156.
of production wells flow-rates of carbonate reservoirs	Адрес редакции:
<i>Feyzullayev A.A., Gojayev A.G., Ismaylova G.G.</i> Spatial heterogeneity of reservoir characteristics of horizon VII of Garadag field due to its use as gas underground storage	117420 Москва, ул. Наметкина, д. 14, корп. 2. Тел. редакции: 332-00-35, 332-00-49. Факс: (495) 331-68-77.
	Адрес электронной почты:

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Мнение редакционной коллегии не всегда совпадает с мнением автора материала.

УДК 553.98(571.1)

### ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В ПРЕДЕЛАХ ТОДЫТТЗОТИНСКОЙ ВПАДИНЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ЦЕЛЬЮ ПОСТАНОВКИ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

В.Н. Бородкин<sup>1, 2</sup>, А.Р. Курчиков<sup>1</sup>, В.И. Самитова<sup>1</sup>, А.С. Недосекин<sup>3</sup>, А.В. Лукашов<sup>3</sup>, О.А. Смирнов<sup>3</sup> (ЗСФ ИНГГ СО РАН<sup>1</sup>, ТюмГНГУ<sup>2</sup>, ООО "ИНГЕОСЕРВИС"<sup>3</sup>)

#### Введение

Согласно тектоническому районированию Западно-Сибирской платформы район исследований приурочен к южному окончанию Уренгойского мегавала и восточной части Тодыттзотинской впадины – крупной структуры второго порядка, входящей в состав надпорядковой структуры – Надым-Тазовской синеклизы. Наиболее прогнутая часть впадины получила название Ягенетского прогиба. В пределах впадины выделяется серия локальных поднятий: Нохояхинское, Северо-Нохояхинское, Ягенетское, Добровольское и другие (рис. 1).

Промышленная нефтегазоносность в пределах впадины установлена на Добровольском месторождении, где в пластах БП<sub>12</sub>, БП<sub>13</sub> выявлены нефтяные литологического типа залежи, а также в ачимовской толще на Западно-Таркосалинском и Дремучем месторождениях и газоконденсатные залежи в составе толщи на Стерховом месторождении.

Район исследований изучен площадными сейсморазведочными работами, в его пределах проходят три региональных сейсмических профиля, охарактеризованность бурением довольна низкая (см. рис. 1).

С юга на север территорию исследования пересекает железная дорога Новый Уренгой–Тюмень, в коридоре с которой проходят ЛЭП, а также газопроводы и продуктопроводы.

Основным поисковым объектом на нефть и газ в пределах впадины являются отложения ачимовской толщи [1].

#### Модель строения клиноформных образований ачимовской толщи

В разрезе ачимовской толщи в пределах исследованной территории основными клиноформами, в которых установлена промышленная нефтегазоносность, являются клиноформы БП<sub>16</sub>Ач<sub>16</sub> и БП<sub>14-15</sub>Ач<sub>15</sub> соответственно самотлорского и урьевского сейсмофациальных комплексов (СФК), с которыми связана максимальная промышленная нефтегазоносность, и в пределах Уренгойского мегавала. Клиноформа БП<sub>16</sub>Ач<sub>16</sub> бурением изучена в скв. 1 Дремучей площади и ряде скважин на Стерховом месторождении (см. рис. 1). При испытании клиноформы в скв. 1–Дремучей получено 27,0 м<sup>3</sup>/сут нефти. По результатам корреляции разрезов скважин в составе клиноформы выделяются два пласта (рис. 2;

индекс по балансу запасов  $A_{45}^2$ ,  $A_{45}^3$ ) суммарной толщиной песчаников около 40 м. Однако по комплексу промыслово-геофизических исследований (ГИС) оценка коллекторов на Стерховом месторождении проблематична, что объяснялось ранее [2] аккумуляцией значительного количества терригенного материала в верхней части глинисто-алевритового склона (песчаные линзы), за счет чего наряду с ухудшением коллекторских свойств снижались экранизирующие характеристики склона, что приводило к частичному оттоку углеводородов (УВ) из ачимовской толщи в шельфовую часть разреза.

В составе клиноформы БП<sub>14-15</sub>Ач<sub>15</sub> по результатам корреляции разрезов скважин выделены три пласта (рис. 2, 3; по балансу запасов УВ Ач,, Ач, Ач,). Верхний из них (Ач<sub>15</sub><sup>1</sup>) имеет ограниченное площадное распространение. В южном направлении он полностью замещается непроницаемыми породами, затем южнее на Западно-Таркосалинской площади он вновь появляется в песчаных фациях (см. рис. 3). При испытании его в скв. 838 был получен фонтан газоконденсата (по балансу запасов УВ пласт Ач.). Нижние пласты в скв. 843, 844 и 838 непроницаемым прослоем разделяются на две части (см. рис. 2), самый нижний из них в песчаных разностях установлен также в разрезе скв. 1 Дремучей площади (см. рис. 3). При испытании верхнего пласта (Ач<sub>15</sub><sup>2</sup>) в скв. 843 получен фонтан газоконденсата (пласт Ач, по балансу запасов УВ).

По сейсморазведочным данным рассматриваемые клиноформы характеризуются более сложным, дифференцированным строением.

Анализ динамики и морфологии прослеженных отражений в ачимовском интервале разреза показал, что они представляют собой интегрированные, огибающие отражения, имеющие линзобугристый, косослоистый или чешуйчатый рисунок записи.

На основании этих особенностей сейсмической записи внутри коррелируемых клиноформ БП<sub>16</sub>Ач<sub>16</sub> и БП<sub>14-15</sub>Ач<sub>15</sub> прослежены предполагаемые границы развития микроклиноформ, характеризующие внутреннее, неоднородное строение ачимовских резервуаров (рис. 4).

Выделенным микроклиноформам присвоены более дробные индексы по отношению к основному отражающему горизонту (ОГ), например,  $A_{15_8}^{1-1}$ ,  $A_{15_8}^{1-2}$  и т. д. (см. рис. 4).

Аналогичное дифференцированное строение данных клиноформ было продемонстрировано авторами [3,



Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017



#### ПОИСКИ И РАЗВЕДКА







 на основании бурения и сейсморазведки, в пределах Уренгойского мегавала.

Следует отметить роль разрывных нарушений, которые прослежены с уровня опорного ОГ Б выше и рассекают часть откартированных, предполагаемых ловушек в ачимовской толще; они могут быть тектоническими экранами залежей УВ. Амплитуды смещения отражений небольшие, зачастую они контролируются флексурообразными изгибами осей синфазности (рис. 5).

В восточной части исследованной территории в составе клиноформы  $\text{БП}_{16}\text{Ач}_{16}$  откартированы два пласта –  $\text{Ач}_{16_4}$  и  $\text{Ач}_{16_3}$ . Пласт  $\text{Ач}_{16_4}$  характеризуется слабой динамической выразительностью, западная граница его выделяется не очень четко, зачастую интерферирует с вышележащим ачимовским ОГ.

Следующий ОГ, коррелируемый выше, – Ач<sub>163</sub> уверенно выделяется и имеет четкую привязку к геологическому разрезу по скв. 843 Нохояхинской площади (Стерховое месторождение). Граница его распределения в основном не вызывает сомнения, так как отражение, в целом, динамически ярко выражено. Однако следует отметить наличие узких зон ослабления отраженной волны (ОВ) вплоть до полного затухания. Эти зоны сопровождают микробугристый, микрослоистый рисунок записи ОВ Ач<sub>16</sub>, (рис. 6).

Таким образом, отражение Ач<sub>163</sub> по своей структуре представляет собой огибающую микросигмовидных отражений. Границы развития микроклиноформ, выде-

ленных по особенностям сейсмической записи ОВ  $A_{1_{6_3}}$ , вынесены на схему перспектив нефтегазоносности. Каждой из составляющих ОВ  $A_{1_{6_3}}^{}$  микроклиноформ присвоены индексы  $A_{1_{6_3}}^{-1}$ ,  $A_{1_{6_3}}^{-2}$  и т. д. (см. рис. 6).

По сравнению с клиноформой Б $\Pi_{16}$ Ач<sub>16</sub>, клиноформа Б $\Pi_{14.15}$ Ач<sub>15</sub> имеет более сложное, дифференцированное строение (см. рис. 4).

Индексы пластов, входящих в состав клиноформы, давались исходя из представленной авторами ранее [5] геологической модели в пределах севера Западной Сибири, с учетом возрастного скольжения их с востока на запад и с юга на север (омолаживание пластов).

Самый нижний из представленных в составе клиноформы отражающих горизонтов – ОГ Ач<sub>159</sub><sup>5</sup> имеет геологическую привязку в скв. 836, 838, 843 Нохояхинской площади.

Для ОВ  $A_{159}^{5}$  также характерен микрослоистый облик. В пределах контура выделены четыре микроклиноформы ( $A_{159}^{5-1} - A_{159}^{5-4}$ ), вытянутые в субмеридиональном направлении так же, как и общий контур  $A_{159}^{5}$  (рис. 7). Границы контура  $A_{9}^{5}$  выделяются достаточно четко. Западная граница – начало прослеживаемости ОГ  $A_{159}^{5}$  интерферирует с вышележащим ОГ  $A_{159}^{4}$ . Восточная граница ОГ  $A_{159}^{5}$  – точки перехода в сигмовидную форму записи. Проследив по такому принципу восточную границу  $A_{159}^{5}$ , необходимо отметить, что ограничиваться прослеживанием только фондоформ-





Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017





ной составляющей отражения  $A_{1_{5_9}}^{5}$  не следует, так как за зоной перегиба ОГ  $A_{1_{5_9}}^{5}$  на временных разрезах (см. рис. 6, 7) наблюдается серия линзовидно-прерывистых отражений, находящихся за контуром линзы  $A_{1_{5_9}}^{5}$ . В целом, эта зона определена как зона шлейфа склона и рассматривается потенциально нефтегазоносной (пример – Самбургское месторождение [6]).

Выше по разрезу прослежен ОГ  $A_{15_9}^{4}$ , имеющий привязку к скв. 838, в которой из кровли пласта получен фонтан газоконденсата. Оконтуренная ловушка  $A_{15_9}^{4}$ , возможно, представляет собой контур газоконденсатной залежи. Отражение  $A_{15_9}^{4}$  характеризуется в восточной части контура его прослеживания слабой динамической выразительностью. Участки усиления его амплитуды на севере линзы, по-видимому, связаны с интерференцией с нижезалегающим ОГ  $A_{15_9}^{5}$ .

Внутри его контура выделяются три микроклиноформы (Ач<sub>159</sub><sup>4-1</sup> – Ач<sub>159</sub><sup>4-3</sup>), имеющие субмеридиональное простирание, хотя на временных разрезах они выделены несколько условно (см. рис. 7). Границы контура ОГ Ач<sub>159</sub><sup>4</sup> контролируются достаточно четко. ОГ Ач<sub>159</sub><sup>3</sup> откартирован в центральной части иссле-

ОГ  $A_{4_{15_9}}^3$  откартирован в центральной части исследованной территории (см. рис. 4). Бурением ачимовские отложения в пределах контура его распространения не охарактеризованы. По своей гипсометрии ОГ  $A_{4_{15_9}}^3$  в восточной части контура является как бы продолжением ОГ  $A_{4_{15_9}}^4$ , с которым ОГ  $A_{4_{15_9}}^3$  дает интерференционную картину.

Микроклиноформный облик записи ОВ  $A \Psi_{15_9}^{3}$  предполагает выделение в пределах контура линзы возможных границ развития микроклиноформ  $A \Psi_{15_9}^{3-1} - A \Psi_{15_9}^{3-4}$ . В юго-восточной части исследованной территории откартированы ОГ  $A \Psi_{15_9}^{2}$  и  $A \Psi_{15_9}^{1}$  (см. рис. 4), которые по своей гипсометрии продолжают друг друга.

Геологическую привязку в скв. 1000 (см. рис. 1) имеет только ОГ  $A 4_{15_9}^{-1}$ , в котором ачимовский пласт по материалам ГИС интерпретируется как водоносный, в контуре ОГ  $A 4_{15_9}^{-2}$  бурение не проводилось.

К северу от контура ОГ  $A_{15_9}^2$  откартирован самый нижний из отражающих горизонтов, контролирующий ачимовские пласты резервуара  $A_{15_8}^4 - A_{15_8}^4$ . Контур его довольно внушительных размеров, вытянут с юга на север (см. рис. 4), бурением не охарактеризован. Отражение  $A_{15_8}^4$  неярко выражено динамически, в пределах его контура также выделена серия микроклиноформ.

На северо-востоке изученной территории прослежено отражение Ач<sub>158</sub><sup>3</sup>, геологическая привязка которого выполнена в скв. 456 Ново-Уренгойской площади. Несмотря на то, что по результатам интерпретации ГИС (скв. 456) пласт водоносен, линза Ач<sub>158</sub><sup>3</sup> представляет поисковый интерес, поскольку расположена в непосредственной близости к крупным нефтегазоконденсатным залежам в ачимовской толще Уренгойского мегавала [1].

Отражение  $A_{15_8}^{3}$  с четко выраженной динамикой представляет собой огибающую микроклиноформ, прослеженных уверенно на временных разрезах (рис. 8). К западу от контура  $A_{15_8}^{3}$  откартирована линза небольших размеров по ОГ  $A_{15_8}^{2}$ . ОГ  $A_{15_8}^{2}$  имеет геологическую привязку в скв. 359 Южно-Уренгойской площади, в которой по материалам ГИС пласт ( $A_{3-4}^{4}$  по балансу запасов УВ) интерпретируется водоносным. ОВ  $A_{15_8}^{2}$  имеет яркую динамическую выразительность, ее прослеживание осложнено дизъюктивными нарушениями, имеющими в плане северо-западное простирание (см. рис. 4).

По рисунку сейсмической записи внутри контура выделены микроклиноформы, имеющие индексы  $A_{15_8}^{2-1} - A_{15_8}^{2-3}$  (см. рис. 8). К юго-западу от контура  $A_{15_8}^{3}$  прослежен ОГ  $A_{15_8}^{1}$ . В целом, это устойчивое высокоамплитудное отражение, имеющее геологическую привязку в скв. 359 Южно-Уренгойской площади. По рисунку сейсмической записи ОВ  $A_{15_8}^{1}$  в пределах контура ее прослеживания выделены 6 границ развития микроклиноформ, имеющие индексы от  $A_{15_8}^{1-1}$  до  $A_{15_8}^{1-7}$ , соответственно.

ОГ Ач<sub>158</sub><sup>0</sup> откартирован на северо-западе исследованной территории (см. рис. 4) и имеет геологическую привязку по скв. 402 Уренгойской площади. Отражение неустойчивое, слабо динамически выраженное, зачастую имеет интерференционную форму записи.

Таким образом, из изложенного материала видно, что отложения ачимовской толщи в пределах Тодыттзотинской впадины, представленные клиноформами Б $\Pi_{16}$ Ач<sub>16</sub> и Б $\Pi_{14-15}$ Ач<sub>15</sub>, имеют довольно сложное строение.

#### Предложения на проведение поисково-оценочных работ в пределах впадины

Исследованная территория входит в состав Восточно-Уренгойской зоны [3], где основным объектом поисково-разведочных работ является ачимовская толща [1–4, 6, 7]. В настоящее время ООО "Газпром добыча Уренгой" занимается промышленным освоением залежей УВ именно ачимовской толщи в пределах Уренгойского мегавала [8], при этом основная доля добычи УВ приходится на клиноформы БП<sub>16</sub>Ач<sub>16</sub> (БУ<sub>20</sub>Ач<sub>16</sub> – Ач<sub>5</sub> по балансу запасов УВ) и БП<sub>14–15</sub>Ач<sub>15</sub> (БУ<sub>17–19</sub>Ач<sub>15</sub> – Ач<sub>3–4</sub> по балансу запасов УВ), развитые в пределах исследованной территории.

Рассматриваемый объект характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями (коэффициент аномальности – 1,6...1,7), сложным типом коллекторов [9], существенной дифференцированностью по продуктивности и т. д.

Существенная дифференцированность скважин по их продуктивности, наряду с влиянием типа коллекто-

ра, связана и с технологическими факторами. Это технология первичного и вторичного вскрытия пластов, тип конструкции скважин и т. д. Опыт работ показал, что дебиты в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной, существенно ниже, чем при испытании в открытом стволе при одинаковой характеристике объектов [3]. Бурение скважин с горизонтальным стволом в интервале продуктивного пласта также существенно повышает продуктивность скважин [10]. А учитывая порово-трещинный тип коллектора [9], проведение гидроразрыва пласта [10] приводило к увеличению дебитов газоконденсата и нефти в несколько раз.

В качестве примера можно привести скв. 291 Уренгойского, скв. 180 Самбургского месторождений и др. При первичном испытании объекты оказались "сухими", после проведения гидроразрыва пласта получены фонтанирующие притоки нефти дебитом более 70 м<sup>3</sup>/сут.

Следующий вопрос, который следует учитывать при заложении поисково-оценочных скважин, - это оценка величины коэффициента заполнения ловушек УВ. Данная проблема частично затрагивалась нами при создании геологической модели ачимовской толщи в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка [11], прилегающего к Тодыттзотинской впадине с северо-востока, где имеют площадное распространение клиноформы БТ<sub>12-13</sub>Ач<sub>18</sub>, БТ<sub>11</sub>Ач<sub>17</sub>, БП<sub>16</sub>Ач<sub>16</sub>. Например, на расположенных западнее лицензионного участка Ново-Уренгойском, Восточно-Уренгойском, Уренгойском месторождениях, где ловушки заполнены углеводородами под "замок", к востоку картина изменяется. На соседней с Усть-Ямсовейским участком Ево-Яхинской площади в скв. 357, 358 из отложений толщи получена нефть с пластовой водой, аналогичная ситуация на Есетинской (скв. 180) и Ново-Вэнтойской (скв. 900) площадях, восточнее и юго-восточнее (Геологическая, Северо-Часельская, Восточно-Таркосалинская и т. д.) пластовая вода.

По результатам выполненных палеогеоморфологических реконструкций [12] было установлено, что глубины накопления ачимовской толщи в восточном направлении (как и на юг региона) существенно снижались, что приводило к опесчаниванию глинистого склона и частичному оттоку УВ из ачимовской толщи в шельфовые пласты [13].

Таким образом, при планировании поисково-оценочных скважин в пределах исследованной территории учитывались следующие моменты:

• рекомендуемые скважины располагались в пределах клиноформ двух прогнозируемых контуров той или иной ловушки;

• предпочтение отдавалось наиболее гипсометрически приподнятым участкам;

 отдельные скважины располагались в контуре нефтегазоносности базисного пласта, а по нижележащему – за пределами прогнозируемой нефтегазоносности, но в центральной части линзы. Учитывая разделение отдельных линз на микроклиноформы, не исключено, что с ними могут быть связаны самостоятельные залежи УВ; • отдельные скважины рекомендовались с учетом не только в контуре прогнозируемой нефтегазоносности по двум линзовидным телам, но и структурного плана по вышележащим пластам группы БП;

• при совпадении в плане перспективных объектов по ачимовской толще и среднеюрским отложениям (пласты Ю<sub>2-4</sub>), скважины рекомендовались со вскрытием данной группы пластов [14].

Для оценки перспектив нефтегазоносности ачимовской толщи в пределах исследованной территории рекомендуется бурение 9 поисково-оценочных скважин объемом 33000 м.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристики геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.

2. Ачимовский турбидитный комплекс севера Западной Сибири – крупнейший объект нефтегазодобычи в XXI веке / И.Л. Левинзон, А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин [и др.] // Российская Арктика. Геологическая история, минерагения, геоэкология. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2002. – С. 652–659.

3. Строение залежей углеводородов основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны и методики их разведки / А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИНОЭНГ", 1999. – № 5. – С. 16–22.

4. Ачимовская толща – один из основных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа / И.Л. Левинзон, А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – № 1. – С. 4–17.

5. Бородкин В.Н., Храмцова А.В., Каримова Н.А. Представление о геологической модели клиноформы БП<sub>14</sub>Ач<sub>15</sub> севера Западной Сибири на базе литофациальных исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003. – № 4-5. – С. 66–77.

6. Проблемы картирования, индексации и прогноза высокоперспективных зон в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны и некоторые аспекты ее технико-экономического освоения / А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИНОЭНГ", 1999. – № 11. – С. 2–13.

7. Прогнозирование поведения пластовой системы ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны с учетом особенностей строения резервуаров / В.П. Балин, А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – № 5. – С. 25–32.

8. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Попов Ю.Л. Характеристики геологической модели и нефтегазоносности основных клиноформ ачимовской толщи севера Западной Сибири. В кн.: "Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса". – М.: Недра, 2013. – 411 с.

9. Характеристика типа коллекторов пород ачимовской толщи севера Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчи-

ков, А.С. Недосекин [и др.] // Изв. вузов "Нефть и газ". – Тюмень, 2015. – № 3. – С. 20–23.

10. Материалы геолого-технического совещания "Освоение ачимовской толци Уренгойского региона" / под ред. А.М. Брехунцова, В.Н. Бородкина, С.Г. Кекуха, Б.М. Блинова. – Екатеринбург: Путиведь, 1999. – 130 с.

11. Обоснование направлений поисково-разведочных работ в пределах юго-восточной части Нижнепурского мегавала / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2015. – № 6. – С. 4–12. 12. Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Мишульский М.И. Модернизированный метод общего тектонического анализа мощностей ачимовской толци Западной Сибири // Изв. вузов "Нефть и газ". – Тюмень, 1998. – № 2. – С. 11–19.

13. Ершов С.В. Закономерности вертикального и латерального размещения залежей нефти в неокомских клиноформах Северного Приобья Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. – № 10. – С. 12–19.

14. Методики проведения поисково-разведочных работ в пределах северных и арктических районов Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, Ю.А. Попов [и др.]. // VIII Междунар. науч.-технич. конф. "Новые технологии: Взгляд в будущее" – Прага, 2012. – С. 67–77.

#### LITERATURA

1. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Kharakteristiki geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti achimovskogo neftegazonosnogo kompleksa Zapadnoy Sibiri. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2015. – 300 s.

2. Achimovskiy turbiditnyy kompleks severa Zapadnoy Sibiri – krupneyshiy ob"ekt neftegazodobychi v XXI veke / I.L. Levinzon, A.M. Brekhuntsov, V.N. Borodkin [i dr.] // Rossiyskaya Arktika. Geologicheskaya istoriya, minerageniya, geoekologiya. – SPb.: VNIIOkeangeologiya, 2002. – S. 652–659.

3. Stroenie zależhey uglevodorodov osnovnykh produktivnykh plastov achimovskoy tolshchi Vostochno-Urengoyskoy zony i metodiki ikh razvedki/ A.M. Brekhuntsov, V.N. Borodkin [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 1999. –  $N \ge 5. - S. 16-22.$ 4. Achimovskaya tolshcha – odin iz osnovnykh ob"ektov stabilizatsii dobychi uglevodorodnogo syr'ya na territorii Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga / I.L. Levinzon, A.M. Brekhuntsov, V.N. Borodkin [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2001. –  $N \ge 1. - S. 4-17.$  5. Borodkin V.N., Khramtsova A.V., Karimova N.A. Predstavlenie o geologicheskoy modeli klinoformy  $BP_{14}Ach^{15}$  severa Zapadnoy Sibiri na baze litofatsial'nykh issledovaniy // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2003. – Nº 4-5. – S. 66–77.

6. Problemy kartirovaniya, indeksatsii i prognoza vysokoperspektivnykh zon v achimovskoy tolshche Vostochno-Urengoyskoy zony i nekotorye aspekty ee tekhniko-ekonomicheskogo osvoeniya / A.M. Brekhuntsov, V.N. Borodkin [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 1999. – N = 11. - S. 2-13.

7. Prognozirovanie povedeniya plastovoy sistemy achimovskikh otlozheniy Vostochno-Urengoyskoy zony s uchetom osobennostey stroeniya rezervuarov / V.P. Balin, A.M. Brekhuntsov, V.N. Borodkin [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2001. –  $N \ge 5$ . – S. 25–32.

8. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Popov Yu.L. Kharakteristiki geologicheskoy modeli i neftegazonosnosti osnovnykh klinoform achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri. V kn.: "Prioritetnye napravleniya razvitiya Urengoyskogo kompleksa". – M.: Nedra, 2013. – 411 s.

9. Kharakteristika tipa kollektorov porod achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri / V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov, A.S. Nedosekin [i dr.] // Izv. vuzov "Neft' i gaz". – Tyumen', 2015. – № 3. – S. 20–23.

10. Materialy geologo-tekhnicheskogo soveshchaniya "Osvoenie achimovskoy tolshchi Urengoyskogo regiona" / pod red. A.M. Brekhuntsova, V.N. Borodkina, S.G. Kekukha, B.M. Blinova. – Ekaterinburg: Putived', 1999. – 130 s.

11. Obosnovanie napravleniy poiskovo-razvedochnykh rabot v predelakh yugo-vostochnoy chasti Nizhnepurskogo megavala / V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov, A.S. Nedosekin [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2015. –  $N \ge 6. - S. 4-12$ .

12. Borodkin V.N., Bochkarev V.S., Mishul'skiy M.I. Modernizirovannyy metod obshchego tektonicheskogo analiza moshchnostey achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri // Izv. vuzov "Neft' i gaz". – Tyumen', 1998. – № 2. – S. 11–19.

13. Ershov S.V. Zakonomernosti vertikal'nogo i lateral'nogo razmeshcheniya zalezhey nefti v neokomskikh klinoformakh Severnogo Priob'ya Zapadnoy Sibiri // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2004. –  $M \ge 10. - S. 12-19$ .

14. Metodiki provedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot v predelakh severnykh i arkticheskikh rayonov Zapadnoy Sibiri / V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov, Yu.A. Popov [i dr.]. // VIII Mezhdunar. nauch.-tekhnich. konf. "Novye tekhnologii: Vzglyad v budushchee". – Praga, 2012. – S. 67–77.

### ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ СЛАБООСВОЕННЫХ УЧАСТКОВ АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ

# Н.В. Дорофеев, А.В. Бочкарев, П.Б. Филиппова, С.А. Талдыкин, Ю.С. Осипова, Е.В. Ананьева (ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг")

Российский сектор Среднего Каспия – один из самых перспективных с точки зрения реализации уже действующих и подготовки новых объектов нефтегазодобычи. Однако перспективы нефтегазоносности этой территории неравнозначны. Ниже рассмотрены участки западной части сектора акватории, непосредственно прилегающие к береговой линии Калмыкии, которые значительно отличаются в сторону резкого сокращения перспектив нефтегазоносности от соседних осваиваемых ПАО "ЛУКОЙЛ" участков и, кроме того, по этому показателю контрастно дифференцированы между собой (рис. 1).

Полюсные прогнозные оценки ресурсов нефти, выполненные различными организациями (100...800 млн баррелей) до бурения скважин на рассматриваемой территории, казалось бы, характеризуют данный дорогостоящий для освоения объект как благоприятный для размещения инвестиций. Однако первые результаты бурения скважин в этой части моря и на сопредельной суше подтверждали худшие прогнозные оценки перспективности на нефть и газ регионально продуктивных отложений.

Ниже дается анализ степени перспективности территории, исходя из преимущественной продуктивности отложений, особенностей сложного неоднородного тектонического строения, степени изученности и дифференцированного подхода к оценке потенциальных возможностей находящихся в принципиально разных структурных условиях каждой части участка с учетом сложившегося опыта подобной оценки по сопредельным территориям [3]. Вся рассмотренная территория укрупненно делится на две части: северную и южную, граница между которыми проходит по южному краю кряжа Карпинского (см. рис. 1). Северная часть связана с Ракушечно-Широтной системой поднятий (РШСП) и входит составной частью в структуру первого порядка – кряж Карпинского. Южная связана с Маныч-Даргинской депрессией и входит составной частью в систему Манычских прогибов.

Северная часть. РШСП размещается в южной части кряжа Карпинского (КК на рис. 1–3) – уникального геоструктурного элемента на стыке двух разновозрастных платформ (Восточно-Европейской и Скифско-Туранской) и двух нефтегазоносных провинций (Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской). Субширотный погребенный палеозойский пояс герцинской складчатости в значительной мере денудирован и в рассматриваемой части это гипсометрически самый высокий тектонический элемент кряжа, где в условиях коллизионного сжатия надвигающейся плиты в наиболее повышенной части формировались наиболее крупные принадвиговые складки сундучного типа. Три волны надвигообразования сформировали в палеозойских отложениях три вала: Северо-Ракушечный, Центрально-Ракушечный и Южно-Ракушечный (см. рис. 1, участки 2, 3, 5; рис. 2). Палеозойские валы и в мезозойских отложениях сохранили значительные амплитуды складок и другие основные особенности строения палеозойского основания (см. рис. 2). Длина их по длинной оси – около 80 км, по короткой – 5...14 км. В пределах каждого вала выделены элементы более низкого ранга – отдельные локальные антиклинальные поднятия, которые характеризуются наличием пологих южных крыльев и сравнительно крутых северных крыльев. Максимально приподнят Южно-Ракушечный вал, Центрально-Ракушечный вал по отношению к нему опущен на 65 м, Северо-Ракушечный вал по отношению к Центральному опущен еще на 50 м (см. рис. 2). Центрально-Ракушечный и Северо-Ракушечный валы в западном направлении испытывают подъем, тогда как Южно-Ракушечный вал в этом направлении испытывает погружение (рис. 3). Валы разделены узкими грабенами (см. рис. 3). К северу и к югу от РШСП развиваются депрессионные зоны.

По степени изученности, перспективности и другим рассмотренным показателям РШСП подразделяется на две части: восточную и западную (см. рис. 3) [5]. Восточная часть Центрально-Ракушечного и Южно-Ракушечного валов сохраняет доказанные высокие перспективы выявления новых залежей различных по углеводородному составу и размерам запасов (от мелких до крупных) в относительно широком стратиграфическом диапазоне отложений (от келловейских до альбских). Здесь открыты крупные нефтегазоконденсатные месторождения: Ракушечное, им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина. Месторождения находятся в разведке, одно (им. Ю. Корчагина) – в разработке. Западная часть РШСП отличается от восточной части кратно более низкими перспективами.

Стратиграфический диапазон установленной промышленной нефтегазоносности РШСП охватывает отложения от бат-байосса до нижнего альба. В восточной части, где сосредоточены наиболее высокоамплитудные и крупные по размерам структуры, залежи углеводородов (УВ) установлены в пяти горизонтах (на месторождении им. Ю. Корчагина и в блоке скв. 11–Ракушечной продуктивны отложения от бат-байосса до альба и прогнозируется залежь в палеогене), в западной части по два продуктивных горизонта на месторождениях Рыбачье (неоком, апт) и Морское-Западно-Ракушечное (апт, альб), а на крайнем западном фланге по одному горизонту на месторождениях Промысловское



1 - валы Ракушечно-Широтной системы поднятий (РШСП); 2 – южная граница кряжа Карпинского, которая делит рассматриваемую территорию на две части: северную и южную; 3 – границы зон различной перспективности; 4 – номера участков различной перспективности; 5 - месторождения: нефтяные, нефтегазоконденсатные, газовые; 6 – выявленные структуры; 7 – структуры, выведенные из разведки с отрицательными результатами; зоны: 8 - бесперспективные, 9 - малоперспективные, 10 - перспективные, 11 - высокоперспективные; 12 - южная граница кряжа Карпинского, которая делит территорию на две части: северную и южную. Месторождения: 1 – Ракушечное, 2 – Западно-Ракушечное, 3 – Морское, 4 (13) – Промысловское, 5 – Каспийское, 6 – Рыбачье, 7 – им. В. Филановского, 8 – Озерное, 9-Южно-Буйнакское; структуры: 10-11-Северо-Ракушечные, 12 – Петровская, 14 – Лаганская, 15 – Западно-Рыбачья, 16 – Южно-Лаганская, 17 – Даргинская-море, 18 – Восточное Чапурье, 19 – Астраханский рейд, 20 – Жемчужная, 21 - Северо-Тюленевская. Тектонические элементы: КК – кряж Карпинского, ВМП – Восточно-Манычский прогиб, ДЮБД – Джанайско-Южно-Бузачинская депрессия, СРВ - Северо-Ракушечный вал, ЦРВ – Центрально-Ракушечный вал, ЮРВ – Южно-Ракушечный вал, ЛД – Лаганская депрессия, МС – моноклинальный склон КК, МДД – Маныч-Даргинская депрессия









l – подъем структурного плана (*a*), погружение структурного плана (б); 2 границы валов: СРВ - Северо-Ракушечный вал, ЦРВ – Центрально-Ракушечный вал, ЮРВ - Южно-Ракушечный вал; 3 – нефть; 4 – газоконденсат; 5 - отрицательные результаты бурения (неокомские отложения)



Рис. 4. Фрагмент схемы размешения земель (дна Среднего и Северного Каспия) различной перспективности на углеводороды южной и центральной частей кряжа Карпинского (штриховкой показана территория отсутствия перспектив нефтегазоносности [2, 6, 8]

(нижний альб) и Каспийское (юра). По величине запасов основными продуктивными отложениями всей РШСП являются нижнемеловые отложения (неоком, апт, альб).

Нижний стратиграфический уровень продуктивности отложений смещается к верху последовательно с востока на запад. В восточной части РШСП на месторождении им. Ю. Корчагина это келловейский ярус, в блоке скв. 11-Ракушечной - бат-байос, тогда как в западной части это некомский горизонт (Рыбачье), аптский (Морское-Западно-Ракушечное), альбский (Промысловское) горизонты.

Та же закономерность наблюдается и в направлении с юга на север. В восточной части Южно-Раку-





шечного вала нижний продуктивный уровень начинается с юрских продуктивных пластов, на Центрально-Ракушечном вале - с некомских продуктивных пластов, на Северо-Ракушечном – с аптских отложений. При этом верхний продуктивный уровень - альбский горизонт – присутствует на всех месторождениях РШСП за исключением западной погруженной части Южно-Ракушечного вала.

Участок 1 приходится на Джанайско-Южно-Бузачинскую депрессию, вытянутую вдоль центральной (осевой) части кряжа Карпинского (рис. 4). Южный борт депрессии является одновременно северным погружением Северо-Ракушечного вала (см. рис. 2). Ввиду северного погружения РШСП в Южно-Бузачинскую депрессию исключается продвижение УВ с юга на север в погребенные внутридепрессионные приподнятые структуры в ее пределах. Данная депрессионная часть кряжа Карпинского входит в ранее выделенную



широтную полосу земель (дна моря в северной части Среднего Каспия), бесперспективную для ведения геолого-разведочных работ [2, 5, 6, 8], в пределах которой локальные введенные в разведку поднятия (включая такое значительное по размерам, как Кулалинское) впоследствии были выведены с отрицательными результатами бурения скважин (Полдневская, Ашунская, Тюб-Караганская и др.) (см. рис. 4).

Участок 2 приходится на Северо-Ракушечный вал в РШСП. Структуры вала значительно уступают в размерах поднятиям на Центрально-Ракушечном и Южно-Ракушечном валах, поскольку северный склон вала имеет крутое погружение в неглубокую Джанайско-Южно-Бузачинскую депрессию (см. рис. 2). В связи с этим исключаются складки с амплитудами более 20... 30 м и значительных линейных размеров, видимо, не для всех поднятий вала сложились условия для перетока УВ со стороны Центрально-Ракушечного вала. По этой причине нижнемеловые пласты-коллекторы отдельных структурных поднятий (локализованные куполовидные, возможно ловушки с элементами тектонического экранирования с юга и другие типы) содержат либо незначительные скопления газоконденсата (скв. 7-Ракушечная, апт, альб, северные блоки Промысловского месторождения на сопредельной суше), либо обводнены (Петровское поднятие) (см. рис. 1, 3). Отсюда все выявленные объекты данного вала (участок 2 на рис. 1) рассматриваются как бесперспективные по структурным особенностям строения и условиям формирования залежей (по фактам незначительных скоплений газа в альбских и аптских отложениях или их отсутствию), и по этой причине подготовка новых структур в его пределах нецелесообразна.

Участок 3. В пределах западного продолжения Центрально-Ракушечного вала возможно выявление мелких газоконденсатных залежей в альбских отложениях и нефтяных в аптских отложениях, что позволяет отнести этот участок (см. рис. 1, 3) к перспективной зоне. В пределах данного участка выявлены Западно-Ракушечное и Морское месторождения в альбских и аптских нижнемеловых отложениях (рис. 5), а на суше –



Рис. 7. Выделение амплитудных аномалий по профилю 4С\_КLM1112



Рис. 8. Аномалии на разрезе флюид-фактора в отложениях J3-K2s. Профиль

Промысловское мелкое газовое месторождение в нижнеальбских отложениях, поэтому все ловушки между этими месторождениями должны быть заполнены газом, связанным с активным современным газоконденсатным потоком второго этапа формирования залежей

региона [1, 5-8]. Вероятность открытия нефтяных залежей на участке от Морского к Промысловскому месторождениям будет сокращаться, как и конденсатный фактор в газовых скоплениях. Такая вероятность подтверждается условиями формирования залежей данной зоны. Качество нефти первого этапа формирования залежей на современном этапе зависит от степени ее взаимодействия с углеводородным газом. В пределы Морского-Западно-Ракушечного месторождения нефть поступила по аптским отложениям (неокомские отложения обводнены). Последовавшая затем на втором (газоконденсатном) этапе активная миграция газа имела место только в пределах расположенного гипсометрически выше на 10 м Морского месторождения, которое отделяется от Западно-Ракушечного месторождения сбросом (см. рис. 5). Нефть на Западно-Ракушечном месторождении, потерявшая связь с активными миграционными потоками углеводородных газов, лишилась по этой причине значительной части газа (газосодержание 55 м<sup>3</sup>/т) и легких фракций. В начавшемся

процессе биодеградации нефть перешла в категорию тяжелых (плотность 0,872 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость 254 МПа·с), а под влиянием диффузионных процессов залежь постепенно лишилась газовой шапки и привлекательных товарных свойств (высокая плотность, вязкость и температура застывания, низкий газовый фактор и другие) [5–8].

В западном блоке (Морское месторождение) мигрирующие с юга углеводородные газы проникли в нефтяную залежь в аптских отложениях, открыв для нее "второе дыхание". С поступлением газоконденсата нефть приобрела удовлетворительные товарные свойства. В ловушку альбского продуктивного пласта Морского-Западно-Ракушечного поднятия углеводородный газ поступает по мере воздымания структурного плана со стороны



**Рис. 9.** Карта Total Energy, посчитанная в окне 50 мс вниз от ОГ J<sub>3</sub>, иллюстрирующая границу выклинивания кимериджских пластовколлекторов в плане

альбской залежи западной оконечности Ракушечного месторождения (см. рис. 5). Таким образом, миграционные потоки первого (нефть, апт) и второго (газоконденсат, альб) этапов формирования залежей в пределах Западно-Ракушечно-Морской площади не пересеклись. Другими словами, нефтяная (апт) и газовая (альб) части залежи не имеют на этом месторождении общей последовательной истории формирования [5–8].

Участок 4. Узкий грабен между Центрально-Ракушечным и Южно-Ракушечным валами в западной части расширяется, и валы расходятся, формируя узкий и мелкий Лаганский прогиб (см. рис. 1, 3). В разрезе отложений таких грабенов (там, где они вскрыты) преобладает пелитовый материал, практически отсутствуют пласты-коллекторы (скв. 1–Тюб-Караган, 6–Бешкульская и другие) и не выявлены скопления УВ на море и суше. По этой причине грабен-синклинали между валами РШСП относятся к бесперспективным территориям, включая Лаганский прогиб (участок 4 на рис. 1).



1 – расчетные значения палеотемператур, °С; 2 – диапазон изменения во времени глубин погружения и палеотемператур кровли и подошвы материнских триасовых отложений; 3 – градации катагенеза; пребывание триасовых отложений: 4 – в ГЗН, 5 – в ГЗГ. (С учетом данных Б.С. Черноброва, М.В. Самолетова, Д.А. Назарова, А.Н. Степанова, С.П. Максимова, М.К. Калинко, М.Ш. Моделевского и др.)

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017

Участок 5. Продолжение в западном направлении Южно-Ракушечного вала в оставшейся неразбуренной части (на рис. 1 от Западно-Рыбачьей структуры до Каспийского месторождения) приходится на бесперспективную зону по следующим соображениям. На западном участке Южно-Ракушечного вала от месторождения им. В. Филановского к месторождению Каспийское фиксируется давно известное резкое погружение пластов с перепадом абсолютных отметок по кровле апта 590 м, по кровле неокомского пласта – 616 м. На крутом склоне залегания юрско-меловых отложений структурные антиклинальные перегибы маловероятны еще и потому, что погружение отложений осуществляется по ступенчатым сбросам, подчеркивая мелкоблоковый характер строения структур этой части вала [5].

Таким образом, локальные объекты различного типа Южно-Ракушечного вала в его западной части (склоновые на погружении) неблагоприятны по структурным соображениям и условиям формирования залежей. Так, современная миграция УВ становится невозможной уже в пределы Западно-Рыбачьей структуры, поскольку она гипсометрически существенно ниже Рыбачьего месторождения. Этот тезис подтверждает установленный факт отсутствия признаков УВ в юрско-меловых отложениях на Лаганской структуре, находящейся ниже по склону вала от указанных выше структур [5]. Исходя из этого исключается возможность формирования залежей нефти и газа на вероятных структурах на погружении Южно-Ракушечного вала от Рыбачьего до Каспийского месторождений.

Можно допустить, что на первом этапе формирования залежей на западном погружении Южно-Ракушечного вала могли существовать благоприятные структурные условия для поступления нефти в ловушки верхней юры, но поскольку такие нефтяные скопления оказываются в современных структурных условиях отрезанными от современных путей миграции углеводородных газов, их физико-химические свойства будут приближаться к кондициям трудноизвлекаемой нефти, как это имело место в юрских отложениях на месторождениях Хвалынско-Сарматского вала. Исходя из этих соображений участок 5 отнесен к бесперспективным в нефтегазоносном отношении.

**Южная часть** рассмотренной территории приходится на восточное продолжение Восточно-Манычского прогиба и представлена двумя участками: моноклинальным склоном (участок 6) и Маныч-Даргинским прогибом (участок 7) (рис. 1, 6). По доюрским образованиям размытая и денудированная поверхность представлена грабенообразным рельефом. Образования триаса и верхней перми в Восточном Предкавказье выделяют в качестве промежуточного структурного этажа. На кряже Карпинского они развиты не повсеместно, в основном, в узких грабенах – тафрогенах и Джанайской депрессии.

Участок 6. По мезозойским и кайнозойским отложениям участок в тектоническом отношении представляет собой моноклиналь южного склона кряжа Карпинского или переходную часть к северному борту Маныч-Даргинского прогиба. Моноклинальный склон имеет ступенчатый характер погружения отложений по сбрососдвигам и структурным террасам.

Между фундаментом и отложениями чехла залегает сохранившаяся в депрессионных зонах промежуточная эффузивно-осадочная толща переходного (тафрогенного) дислоцированного и метаморфизованного пермотриасового комплекса. Юрско-меловые отложения чехла представлены песчано-глинистыми, реже карбонатными осадками.

На южном погружении отложений кряжа Карпинского в Манычские прогибы месторождения УВ на суше и на море не установлены. Ввиду крутизны склона отсутствуют и подготовленные антиклинальные структуры. По мнению ряда исследователей, на крутом склоне возможны ловушки неантиклинального типа, что согласуется с результатами сейсмических исследований. В 2012 г. по результатам интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2D/4С совместно с данными 2D/1С и геофизических исследований скважин подготовлен подобный объект – стратиграфически экранированная ловушка (рис. 1, 7-9). Объект выявлен в кимериджских отложениях. Изолирующей поверхностью для ловушки стратиграфически экранированного типа служит толща неокомских отложений нижнего мела, которая трансгрессивно перекрывает разновозрастные отложения верхней юры, стратиграфическая полнота которых наращивается в южном направлении. В частности, перекрывает размытые отложения кимериджского яруса верхней юры. Таким образом, с севера ловушка ограничивается линией выклинивания кимериджских отложений и с юга – изогипсой предельно замкнутого контура, проведенного по изогипсе -1840 м. Ловушка в кимериджских отложениях имеет размеры 3,33×12,74 км (42,4 км<sup>2</sup>) и амплитуду 60 м (см. рис. 7–9).

Несмотря на предпосылки выявления нестандартных ловушек, участок 6, тем не менее, относится к бесперспективным по структурным особенностям и условиям формирования залежей УВ. По структурным соображениям опыт разбуривания таких сложных объектов на суше свидетельствует об отсутствии достоверно доказанных ловушек подобного типа. На сопредельном морском участке на одной из последних подготовленных по данным сейсморазведки структур (Диагональная), связанной с литолого-стратиграфической ловушкой, получены отрицательные результаты после бурения двух скважин, не подтвердивших ни наличие ловушки, ни скоплений УВ.

По условиям формирования промышленная ценность трудно- или неизвлекаемых запасов нефтяных скоплений в юрских отложениях, ввиду их очень низкого коэффициента нефтеизвлечения (менее 0,1), значительной территории акватории от рассматриваемой тектонической зоны до погруженной части Терско-Каспийского прогиба проблематична [1, 6, 8]. Согласно концепции двухэтапного формирования месторождений региона в юрско-меловой системе на первом (нефтяном) этапе материнское вещество пребывало в главной зоне нефтегенерации (ГЗН), а на путях миграции УВ формировались нефтяные залежи как в зоне генерации, так и на путях их перемещения. Миграционные пути УВ, берущие начало в зоне генерации Терско-Каспийского прогиба, обеспечили формирование нефтяных залежей по всему юрскому разрезу открытых Хвалынского, "170 км", им. Ю. Кувыкина и других еще не выявленных месторождений.

На втором этапе (длительный период до настоящего времени) происходит процесс переформирования и разрушения нефтяных залежей [1, 4-6]. На этом этапе судьба нефтяных залежей зависела от места их нахождения: в створе или вне путей миграции углеводородных газов. В нефтяные залежи в кимериджских и нижезалегающих отложениях в пределах установленных месторождений новообразованные углеводородные газы не поступают и нефть первого этапа продолжительное время оставалась и продолжает оставаться изолированной, деградированной, подвергаясь процессам "старения" за счет потери растворенного газа и легких низкомолекулярных жидких фракций самой нефти и деструкции (ее плотность, вязкость и другие свойства постепенно приближаются к кондициям тяжелой битуминозной нефти). Примером может служить кимериджская залежь в известняках Хвалынского месторождения, которая оказалась вне современных путей миграции углеводородных газов и приобрела характер реликтового скопления увядающей нефти в застойной зоне в результате многочисленных перестроек структурного плана, изменения ранее проторенной на первом этапе трассы миграционного потока УВ, периодических оживлений и роста амплитуды конседиментационных сбросов, особенно в нижней части юрского разреза. Степень деструкции нефти зависит от продолжительности ее пребывания в изоляции и скорости потери летучих компонентов.

Современные струйные газоконденсатные потоки уже в зоне генерации перетекают в верхнеюрские отложения и двигаются по гипсометрически повышенным участкам структурного плана в соответствии с рельефом подошвы верхнеюрской соленосной покрышки вплоть до РШСП, минуя, таким образом, нижезалегающие юрские отложения.

Исходя из неблагоприятных структурных особенностей геологического строения и условий формирования залежей УВ, участок 6 (см. рис. 1) отнесен к бесперспективной зоне.

Участок 7. В Манычских прогибах установлены редкие месторождения (Озерное, Южно-Буйнакское). На северном моноклинальном склоне в сторону оси Маныч-Даргинского прогиба залежей УВ в юрско-нижнемеловых отложениях в акватории моря не установлено. Нефтегазоносность на сопредельной суше и предположительно в акватории моря связывается только с триасовыми отложениями. На сопредельных участках суши на южной склоновой части Восточно-Манычского прогиба в триасовых отложениях выявлена одна газоконденсатная залежь на Южно-Буйнакском месторождении. Все остальные месторождения в этих отложениях – нефтяные и находятся в приподнятой северной части Прикумско-Тюленевской системы поднятий. Все месторождения мелкие по запасам, состав и свойства нефти свидетельствуют о палеогенерации из триасовых материнских пород Восточно-Манычского прогиба.

Отложения триаса рассматриваются как промежуточный комплекс отложений между сильно дислоцированными, предельно метаморфизованными и размытыми в верхней части палеозойскими породами и отложениями платформенного чехла (от юры до неогена). В рассматриваемой части акватории моря и на прилегающей части суши Восточного Предкаказья эти отложения представлены всеми тремя отделами. За пределами рассматриваемой территории триасовые отложения представлены тафрогенным комплексом и бесперспективны. Интерес на рассматриваемом участке представляют нижнетриасовые отложения - так называемая нефтекумская свита, сложенная известняками и доломитами. На суше глубины залегания нефтекумской свиты от 3,5 до 5,0 км. Она делится на три пачки. Наибольший интерес представляет верхняя пачка, сложенная органогенно-водорослевыми разностями. Существуют две точки зрения на генезис массивных карбонатных построек. По одной из них это биогермные постройки рифового типа, хотя в лагунно-шельфовой зоне отсутствуют организмы-рифостроители, а биогенные отложения представлены массивными водорослевыми образованиями, имеющими сравнительно небольшие толщины, но протягивающимися на значительные расстояния. По второй точке зрения это останцы, сохранившиеся в толще известняков после длительного и интенсивного воздействия на нее эрозионно-денудационных процессов. Постройки разнообразны по форме и размерам, их высоты 70...200 м в различных структурных условиях: в основном массивные, а также на сводах древних поднятий, в присводовых и крыльевых зонах древних поднятий, в погруженных зонах древних синклиналей.

В пределах исследуемой территории выявлены редкие обособленные структуры: Даргинская-море, двухкупольное Восточная Чапура, Астраханский рейд. Для триасовых отложений выполнена реконструкция их погружения в условия ГЗН и ГЗГ Восточно-Манычского и Маныч-Даргинского прогибов (рис. 10). Нефтегазоносный бассейн указанных прогибов имеет небольшие размеры по территории. Материнские глинистые и карбонатно-глинистые нижнетриасовые (оленекский ярус) и среднетриасовые отложения в их пределах имели сравнительно небольшой объем при прохождении ГЗН. В соответствии с палеогеологической обстановкой УВ из материнских толщ мигрировали в основном в отложения нефтекумской свиты, формируя ряд мелких нефтяных залежей преимущественно в массивных карбонатных постройках, а также в меньшей мере в терригенно-карбонатные отложения култайской, кизлярской и закумской свит. Промышленные притоки из этих отложений получены на глубинах 3700...4950 м на месторождениях: Урожайнинском, Зимней Ставке, Юбилейном, Восточном, Кумухском, Солончаковом, Центральном, Южно-Буйнакском и других (всего 23 залежи) в приподнятой Прикумско-Тюленевской системе поднятий. В конце палеогенового периода материнские отложения вышли из ГЗН (около 30 млн лет назад) и вошли в ГЗГ. Однако генерационный потенциал материнских пород триаса смешанного сапропелево-гумусового типа (содержание ОВ не превышает 0,5...0,6 %) оставался незначительным. Продолжительное нахождение материнских пород в условиях ГЗГ способствовало, с одной стороны, максимально полной реализации бедного газоматеринского потенциала, а с другой – длительному процессу деградации ранее сформировавшихся нефтяных скоплений.

Запасы газа находящегося в условиях Восточно-Манычского прогиба единственного в этих отложениях газоконденсатного Южно-Буйнакского месторождения составляют только 1,3 млрд м<sup>3</sup>. Запасы нефти Озерного месторождения, также находящегося в условиях прогиба, – 2,55 млн т. Как правило, значительные по объему ловушки заполнены УВ лишь частично. Указанные запасы и объемы скоплений в ловушках месторождений косвенно свидетельствуют о приблизительных масштабах генерации УВ и условиях их сохранности в ловушках.

Отложения триаса менее дислоцированы, чем палеозойские отложения (фундамент), но испытали инверсионный подъем и размыв, находились в зоне гипергенеза. За счет этих процессов формировалась интенсивная трещиноватость пород, которая сохранилась после их погружения и перекрытия юрскими отложениями. За счет процессов выщелачивания в доломитах образовались различного размера вторичные пустоты (каверны). В выветрелых породах присутствуют "рухляки" (слабосцементированные известняки и доломиты). Пустоты, связанные между собой трещинами, формируют коллекторскую емкость (наилучшая в приразломных зонах). По керну эффективная пористость карбонатных пород нижнего триаса не превышает 8 %, а проницаемость - не более 1,5 мД. Трещинная проницаемость 60...300 мД.

Таким образом, на участке 7 наиболее вероятным является открытие мелких скоплений газа и нефти. С учетом наличия в районе "чутких" экосистем освоение этих месторождений характеризуется высокими геологическими и экологическими рисками, что ограничивает проведение широкомасштабных геолого-разведочных работ. Исходя из вышеизложенного, триасовые отложения и выявленные в них объекты на участке 7 отнесены к малоперспективным территориям и отложениям.

#### Выводы

Промышленная значимость рассмотренной слабоизученной территории и геологические риски ее освоения оценены, исходя из преимущественной продуктивности отложений, сложного неоднородного тектонического строения и дифференцированного подхода к оценке потенциальных возможностей находящихся в принципиально разных структурных условиях каждого структурного элемента территории. Такой подход позволяет предупредить значительный финансовый ущерб недропользователей от бурения непродуктивных скважин, уйти от потери времени на их проводку в сложных горно-геологических условиях и сосредоточить свои усилия на реально перспективных на нефть и газ территориях.

Представленный опыт комплексной оценки слабоизученной территории позволил выделить из семи рассмотренных один перспективный (западное продолжение Центрально-Ракушечного вала) и два малоперспективных (структуры Северо-Ракушечного вала и Маныч-Даргинского прогиба) участка. Остальные участки отнесены по структурным особенностям и условиям формирования залежей УВ к бесперспективным структурам (Джанайско-Южно-Бузачинская депрессия, Лаганский прогиб, западное погружение Южно-Ракушечного вала, южный моноклинальный склон кряжа Карпинского).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006. – 324 с. 2. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Рубеж перспективности палеозойских отложений на юге России // Сб. докл. "ТЭК России – основа процветания страны". – СПб.: ВНИГРИ, 2004. – С. 178–184.

 Бочкарев А.В., Делия С.В., Карпов П.А. Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности территорий // Геология нефти и газа. – 2001. – № 2. – С. 7–12.
 Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Сбросы и нефтегазонос-

ность. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016. – 428 с.

5. Строение, нефтегазоносность и риски освоения нижнемеловых отложений западной части Южно-Ракушечного вала / Н.В. Дорофеев, А.В. Бочкарев, Е.Б. Симонова, П.Б. Филиппова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2015. – № 6. – С. 19–26.

6. Остроухов С.Б., Бочкарев В.А. Геолого-геохимические критерии формирования залежей углеводородов Среднего и Северного Каспия // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С. 408–413.

7. Нефтенасыщенность низкопоровых терригенных коллекторов аптской нефтяной залежи Западно-Ракушечного месторождения / С.Б. Остроухов, Д.В. Крашаков, Е.Н. Калинина, А.В. Сахнова // Каротажник. – 2011. – № 10. – С. 22–33. 8. Остроухов С.Б., Крашакова А.В., Бочкарев А.В. Влияние кряжа Карпинского в формировании углеводородных залежей Каспийского моря. В сб.: "Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений НК "ЛУКОЙЛ". – Волгоград: Филиал ООО "ЛУКОЛ–Инжиниринг" "ВолгоградНИПИморнефть", 2014. – Вып.72. – С. 40–41.

#### LITERATURA

1. Bochkarev A.V., Bochkarev V.A. Katagenez i prognoz neftegazonosnosti nedr. – M.: OAO "VNIIOENG", 2006. – 324 s. 2. Bochkarev A.V., Bochkarev V.A. Rubezh perspektivnosti paleozoyskikh otlozheniy na yuge Rossii // Sb. dokl. "TEK Rossii – osnova protsvetaniya strany". – SPb.: VNIGRI, 2004. – S. 178–184. 3. Bochkarev A.V., Deliya S.V., Karpov P.A. Opyt predlitsenzionnoy otsenki perspektiv neftegazonosnosti territoriy // Geologiya nefti i gaza. -2001.  $-N_{2}$  2. -S. 7-12.

4. Bochkarev V.A., Bochkarev A.V. Sbrosy i neftegazonosnost'. – M.: OAO "VNIIOENG", 2016. – 428 s.

5. Stroenie, neftegazonosnost' i riski osvoeniya nizhnemelovykh otlozheniy zapadnoy chasti Yuzhno-Rakushechnogo vala /N.V. Dorofeev, A.V. Bochkarev, E.B. Simonova, P.B. Filippova // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2015. –  $N_{2}$  6. – S. 19–26.

6. Ostroukhov S.B., Bochkarev V.A. Geologo-geokhimicheskie kriterii formirovaniya zalezhey uglevodorodov Srednego i Sever-

nogo Kaspiya // Zony kontsentratsii uglevodorodov v neftegazonosnykh basseynakh sushi i akvatoriy. – SPb.: VNIGRI, 2010. – S. 408–413.

 Neftenasyshchennost' nizkoporovykh terrigennykh kollektorov aptskoy neftyanoy zalezhi Zapadno-Rakushechnogo mestorozhdeniya / C.B. Ostroukhov, D.V. Krashakov, E.N. Kalinina, A.V. Sakhnova // Karotazhnik. – 2011. – № 10. – S. 22–33.
 Ostroukhov S.B., Krashakova A.V., Bochkarev A.V. Vliyanie kryazha Karpinskogo v formirovanii uglevodorodnykh zalezhey Kaspiyskogo morya. V sb.: "Prognoz i razrabotka neftegazoperspektivnykh mestorozhdeniy NK "LUKOYL". – Volgograd: Filial OOO "LUKOL–Inzhiniring" "VolgogradNIPImorneft", 2014. – Vyp.72. – S. 40–41.

УДК 550.84

### ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА СЛАНЦЕВЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТОЛЩ (НА ПРИМЕРЕ ХАДУМСКОЙ СВИТЫ ПРЕДКАВКАЗЬЯ)

# **В.Ю. Керимов<sup>1</sup>, Н.Ш. Яндарбиев<sup>2</sup>, А.В. Бондарев<sup>1</sup>, Р.М. Мустаев<sup>1</sup>, С.С. Дмитриевский<sup>1</sup>** (*РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина<sup>1</sup>, МГУ им. М.В. Ломоносова<sup>2</sup>*)

Нетрадиционные ресурсы УВ в сланцевых низкопроницаемых толщах связаны с областями развития недозрелых "богатых" и "очень богатых" потенциально нефтематеринских пород, находящихся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования или на подступах к ней. Основным критерием для поисков сланцевых УВ является не ловушка, где аккумулируются УВ и формируются залежи, а непосредственно породы, в которых образовались УВ, но из которых не произошла их эмиграция [3–5]. Практический интерес для поисков и разведки скоплений нефти и газа в сланцевых низкопроницаемых глинистых толщах могут представлять обогащенные OB. Содержание органического углерода (TOC – Total Organic Carbon), как правило, достигает значений от 2 до 10 %. Чем выше ТОС, тем больше продуктивный потенциал сланцевых низкопроницаемых глинистых толщ. Однако, как свидетельствуют геохимические исследования, органическое вещество, содержащееся в сланцевых низкопроницаемых коллекторах, зачастую является относительно незрелым и находится на стадии генерации ранней нефти. В таких пластах, не достигших достаточной глубины погружения и температурного пика, также происходит генерация углеводородов [1]. Таким образом, ТОС является важнейшим параметром при оценке ресурсов УВ сланцевого коллектора. Извлекаемые углеводороды из нефтегазоносных сланцев будут содержаться в пласте в той концентрации, которая возникла в результате их генерации in situ. Объектом же прогноза и поисков должны быть нефтегазоносные плеи.

В качестве нефтегазоносных сланцев авторы статьи, согласно исследованиям О.М. Прищепы и соавторов [14], принимают целый ряд твердых, многослойных пелитовых пород (глина, мергель, глинистый известняк, аргиллит, алевролит и собственно сланец), вмещающих всевозможные формы OB, отражающие стадии его зрелости. Отличаясь текстурными характеристиками от других пелитовых пород, сланцы способны расщепляться на пластинки. Важной отличительной особенностью скоплений в сланцевых (shale reservoir) и в плотных (tight reservoir) коллекторах является то, что УВ находятся в рассеянном состоянии в породах с низкой проницаемостью матрицы [10]. Нефть и газ в таких породах располагаются преимущественно в диффузно-рассеянном состоянии в микротрещинах.

Наряду с указанными особенностями эти толщи характеризуются: ростом глинистости разрезов в направлении погружения складчатости - от бортов к центральным частям впадин и прогибов; ухудшением коллекторских свойств; увеличением степени дисперсности терригенного материала; ростом содержания в гранулометрическом составе алевритовой и пелитовой фракций; уменьшением просветности и ростом извилистости поровых каналов; сокращением мощности и последовательным выклиниванием составляющих разрезов от центральных частей бассейнов к их периферийным обрамлениям и образованием по этой причине тупиковых гидродинамических участков (линз, "карманов"); развитием преимущественно глинистой фации в центральных частях бассейнов; уменьшением трещиноватости карбонатных интервалов по погружению, т. е. линзовидным, по существу, обликом коллекторов, где вероятность сколько-нибудь значительного перемещения флюидов по элизионной модели достаточно ограничена.

Одним из основных параметров, характеризующих нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), является содержание органического углерода. По мнению различных исследователей, выделяются разные значения концентрационной границы НГМТ. Большинство зарубежных исследователей считают незначительным вклад отложений с содержанием TOC < 1 % в формирование нефтегазоносного потенциала недр и не рассматривают их в качестве источников УВ. В российской практике используются значения TOC > 0,1 % в карбонатных породах и TOC > 0,2 % в глинистых как достаточные для отнесения отложений к HMT, поскольку при этих содержаниях TOC происходит десорбция битумоидов и они способны к эмиграции.

В пределах Терско-Каспийского прогиба НГМТ выделены в следующих комплексах отложений: среднеюрских, терригенных (байос-бат); апт-альбских; палеоцен-эоценовых (кумский горизонт); олигоценовых (хадумская свита).

Для платформенной части изучаемой территории выделены НГМТ в следующих комплексах отложений: среднеюрских, терригенных (байос-бат); апт-альбских; олигоценовых (хадумская и баталпашинская свиты) [6–9].

Проведенные исследования свидетельствуют о хороших нефтематеринских свойствах и позволяют высоко оценивать перспективы поисков как традиционных, так и нетрадиционных (сланцевых) ресурсов УВ хадумских отложений в Центральном и Восточном Предкавказье. Согласно результатам химико-битуминологических исследований разных авторов [1-5, 16 и др.], содержание ТОС в образцах хадумских и баталпашинских отложений варьируется от 0,26 % (пшехские известняки в скв. 4-Довсунской) до 8.35 % (глины остракодового горизонта в скв. 1-Емельяновской). Модальное значение ТОС для всех исследованных образцов пиролитическим методом на установке Rock-Eval (226 образцов) составляет 2,11 %. Среднее значение содержания ТОС для хадумских отложений – 2,26 %. С увеличением степени карбонатизации пород содержание ТОС снижается. Минимальные значения отмечены для известняков (0,25 %). Наиболее высокие средние значения ТОС характерны для глин и мергелей остракодового горизонта - 4,46 %. Закономерности изменения концентраций ТОС по площади исследуемого региона представлены на рис. 1. Видно, что зона максимальных значений ТОС (более 3...4 %) протягивается в диагональном направлении от северо-западной центриклинали Терско-Каспийского прогиба (Советская, Курская площади) на северо-восток в сторону Восточно-Манычского прогиба через центральную часть Прикумского вала (Ачикулакская, Емельяновская, Новомолодежная площади) (см. рис. 1). Отдельные локальные максимумы концентраций ТОС (около 2...3 %) отмечаются в восточных районах Терско-Сунженской складчатой зоны (Октябрьская, Ханкальская площади) и Предгорного Дагестана (Димитровская площадь).

По классификации К.Е. Peters (Peters, 1986) и Французского института нефти (IFP), хадумские отложения Восточного и Центрального Предкавказья могут быть охарактеризованы преимущественно как "богатые" (TOC  $\geq 1...3$  %) и "очень богатые" (TOC > 3 %) нефтематеринские породы. Зона распространения "очень богатых" хадумских нефтематеринских отложений узкой диагональной полосой пересекает исследуемый регион в направлении с юго-запада на северо-восток. Здесь значения ТОС достигают 4 % и более. Отдельные локальные участки развития "очень богатых" хадумских НМП фиксируются также в пределах Терско-Сунженской зоны. На преобладающей части исследуемой территории изучаемые отложения могут быть отнесены к классу "богатых" НМП. Лишь на некоторых локальных участках (северо-западное обрамление Ставропольского свода, западное обрамление Каспия, западная часть Сулакской впадины) изучаемые отложения классифицируются по содержанию ТОС (менее 1 %) как "средние" нефтематеринские породы.

Для достоверной оценки генерационного потенциала материнской породы необходимо учитывать, что эти породы в процессе катагенеза и генерации УВ утрачивают часть своего начального содержания ТОС. И чем больше различий между современными значениями ТОС и изначальными, тем больше зрелость материнской породы. Общий органический углерод можно разделить на две части: способную к преобразованию в УВ и часть, которая не генерирует УВ.

Для характеристики нефтематеринских толщ используются исходные значения следующих геохимических параметров:  $C_{\rm opr.}$  – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; НІ (водородный индекс) – отношение количества сгенерированных УВ (пик  $S_2$  на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к ТОС; тип OB – тип керогена, определяется, главным образом, на основе химической и углепетрографической характеристик керогена.

В связи с катагенетическим расходом OB на образование углеводородов (жидких и газовых) и неуглеводородных продуктов (вода, газы –  $CO_2$ ,  $H_2S$ , N и др.), происходит снижение массы OB и на каждом этапе преобразования OB мы имеем дело с остаточными концентрациями. Для восстановления исходных значений TOC к началу катагенеза, т. е. к началу генерации УB, рекомендуется использовать пересчетные коэффициенты, учитывающие концентрацию и тип вещества, а также градации катагенеза, которых достигли нефтематеринские отложения (табл. 1.).

Таблица 1

Градации	Концентрация ТОС <sub>исх.</sub> к н	началу катагенеза
катагенеза	Сапропелевое ОВ	Гумусовое ОВ
ПК,	1,03 • ТОСан	1,08 • ТОСан
MK	(1,141,3) • ТОСан	1,09 • ТОСан
MK <sub>2</sub>	1,43 • ТОСан	1,10 • ТОСан
MK,	2,32 • ТОСан	1,19 • ТОСан
$MK_4$	2,66 • ТОСан	1,21 • ТОСан
MK <sub>5</sub>	_	1,22 • ТОСан
AK	3,01 • ТОСан	1,23 • ТОСан
AK <sub>2</sub>	3,16 • ТОСан	1,26 • ТОСан
AK,	3,23 • ТОСан	1,31 • ТОСан
AK <sub>4</sub>	3,26 • ТОСан	1,33 • ТОСан
Графит	3,27 • ТОСан	1,43 • ТОСан

# Коэффициенты пересчета остаточных концентраций ТОС на исходные в начале катагенеза (по С.Г. Неручеву)

Они основаны на расчетах материального баланса, принципиальная схема изложена в трудах С.Г. Неручева и др. [11–13, 15]. Концентрацию ТОС<sub>исх.</sub> определяют по формуле

$$\mathrm{TOC}_{_{\mathrm{UCX.}}} = \mathrm{TOC}_{_{\mathrm{OCT.}}} \cdot C_{_{\mathrm{UCX.}}}^{\mathrm{r}} / C_{_{\mathrm{OCT.}}}^{\mathrm{r}} \cdot M_{_{\mathrm{OCT.}}},$$

где  $\text{TOC}_{_{\text{исх}}}$  – исходное до катагенеза содержание TOC в породе;  $\text{TOC}_{_{\text{ост.}}}$  – содержание TOC в породе, аналитически определяемое;  $C_{_{\text{исх.}}}^{r}$  – содержание углерода в исходном OB (керогене);  $C_{_{\text{ост.}}}^{r}$  – содержание углерода в остаточном OB (керогене);  $M_{_{\text{ост.}}}$  – остаточная масса.

С учетом типа ОВ и катагенеза для пересчета ТОС юрских НГМТ были использованы переводные коэффициенты 2,66 и 3,16 в пределах Терско-Сунженской зоны и платформенной части разреза, соответственно; для меловых НГМТ, хадумско-баталпашинских НГМТ в пределах платформенной части – 1,43...2,32; в пределах Терско-Каспийского прогиба – 2,66 [16].

В результате проведенных расчетов установлено, что исходные концентрации ОВ в глинах бат-байоса – 2,7...3,12 % (среднее значение 2,9 %), в отложениях аптаальба – от 3,9 до 4,4 % (среднее значение 4,15 %), хадумской свиты – 3,0...5,5 % (среднее значение 4,7 %).

Для восстановления исходных значений HI использовались диаграммы эволюции керогена в катагенезе (в параметрах  $\text{HI}-T_{\text{max}}$ ) в зависимости от типа органофаций OB. Согласно Реррег A.S. & Corvi P.J. [21] в зависимости от условий осадконакопления выделяются 6 органофаций (A, B, C, D, E, F), соответствующих типам керогена (рис. 2).

К органофациям типа А относятся кремнисто-карбонатные породы, накапливающиеся, преимущественно, в зонах апвеллинга и морских бассейнах с повышенным содержанием S. Основными поставщиками ОВ являются водоросли и морские бактерии. Данному типу соответствует тип керогена IIS, генерирующий нефтяные УВ.

Органофации типа В также формировались в условиях морского бассейна. Они представлены терригенными породами, ОВ которых также формировалось, преимущественно, из остатков морских водорослей и бактерий и соответствует II типу керогена, генерирующему нефть.

Тип органофаций С соответствует озерно-болотным обстановкам осадконакопления в пределах прибрежных равнин, в которых из остатков пресноводных водорослей накапливалось ОВ I типа с высоким нефтяным потенциалом.

Оставшиеся три группы (D, E, F) отвечают континентальным обстановкам осадконакопления. ОВ первых двух образовалось преимущественно из остатков восков высшей растительности. Данным фациям соответствует III тип керогена. Основным компонентом для ОВ фации F являлся лигнин (III/IV типы керогена).

Основываясь на специфике накопления органического вещества, выделенные в пределах Восточного Предкавказья палеогеновые НГМТ отнесены к органофациям В. Диаграмма эволюции НІ, используемая для восстановления значений, приведена на рис. 3. Таким образом, средние значения НІ для юрских НГМТ составляли 250...350 мг УВ/г ТОС, апт-альбских – от 300 до 500 мг УВ/г ТОС, майкопской толщи – до 450 мг УВ/г ТОС.

Исходные значения геохимических параметров для основных нефтематеринских толщ приведены в табл. 2 и 3.

Таблица 2

Исходные геохимические параметры моделирования для Терско-Каспийского прогиба

НМТ	TOC, %	НІ, мг УВ/г ТОС	Тип ОВ
$P_{3}-N_{1}^{1}$	1,5	445	II
Р <sub>2-3</sub> (хадум + кума)	4,7	500	II
K <sub>1</sub>	4,1	500	II–III
J <sub>2</sub> bj-b	3,0	350	II–III

Таблица 3

Исходные геохимические параметры моделирования для платформенной части исследуемой территории

HMT	TOC, %	НІ, <b>мг УВ/г ТОС</b>	Тип ОВ
P <sub>3 2-3</sub>	2,8	440	Π
K <sub>1</sub>	2,2	350	II
J <sub>2</sub> bj-b	1,5	250	II

Характерно, что разные типы керогена имеют разную способность к генерации (рис. 4). Так, первый тип способен в процессе катагенеза практически полностью переработаться в УВ, в то время как третий тип керогена, наоборот, в большинстве своем состоит из негенерирующей части и отдает мало УВ. Если сравнить материнские породы, представленные разными типами керогена, но с одинаковым начальным содержанием ТОС в момент их максимальной зрелости, можно увидеть, что кероген, сгенерировавший наибольшее количество УВ, более слабо выражен в значении ТОС. из-за чего его значимость может быть недооценена. В результате преобразования кероген, способный к генерации наибольшей массы УВ, имеет наименьшие современные значения ТОС. И наоборот, кероген, сформировавший наименьшее количество УВ, представлен в современном составе наибольшими значениями ТОС.

Выявив тип керогена, который подразделяется на три типа, можно предполагать, сколько ТОС будет конвертировано в УВ: І тип – до 80 %, ІІ тип – до 50 % и ІІІ тип – до 20 % (Daly, 1987). Зная тип керогена, можно установить количество начального ТОС при полной конверсии согласно формуле (Jarvie, 2012 г.)

ТОС<sub>нач.</sub> = ТОС<sub>современный</sub> /(1 – % конвертируемости).

Коэффициент трансформации, учитывающий тип керогена, термическую зрелость ОВ в нефтегазоматеринской породе и присутствующие в керогене химические элементы, был введен в работе Тиссо [Тиссо, 1984]. Обычно используют среднестатистическое значение переводного коэффициента, равное 1,2...1,4.

#### ПОИСКИ И РАЗВЕДКА



Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017



Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017

Зная современные значения содержания ОВ в материнской породе, водородный индекс, степень преобразованности ОВ и значение  $S_1$ , можно рассчитать начальные значения ТОС и НІ [17–20]. На графиках, показанных на рис. 5, представлены результаты пересчетов геохимических параметров. Часть имеющихся данных по Терско-Каспийскому прогибу пересчитана на начальные геохимические свойства в зависимости от относительной зрелости образца. Линия (0 %) соответствует незрелым образцам с начальными значениями ТОС и НІ. Линия (100 %) соответствует образцам максимальной зрелости с учетом максимального влияния пересчета.

По результатам восстановления начального состояния материнской породы была построена карта начального содержание ТОС (рис. 6). В среднем за счет этого углеводородный потенциал увеличился в 1,5...2,0 раза. Подобные расчеты выполнялись для скважин Терско-Каспийского прогиба, так как по ним существует полный набор необходимой геохимической информации.

Водородный индекс HI, полученный в результате пиролитического анализа методом Rock-Eval, позволяет оценить генерирующую способность керогена, выраженную в мг УВ/г ТОС. Так, в результате анализа HI<sup>0</sup> нетрадиционных коллекторов сланцевого газа США в среднем оценен на уровне 533 мг УВ/г ТОС (Jarvie, 2012). В сланцах морского происхождения значения HI<sup>0</sup> ранжируются в широких пределах: 90 % исследуемых сланцев – более 340 мг УВ/г ТОС; 50 % – более 475 мг УВ/г ТОС и только 10 % превысили 645 мг УВ/г ТОС.

Если предположить, что материнские породы генерируют УВ, которые составляют приблизительно 85 % углерода, максимальное HI можно оценить обратным соотношением - 1/0,085, или 1177 мг УВ/г ТОС. Используя 1177 мг УВ/г ТОС как максимальный HI, можно рассчитать процент генерирующего органического углерода из начального водородного индекса: HI<sup>0</sup>/1177. Например, если НІ сланцевой формации Barnett оценивается как 434 мг УВ/г ТОС, то с помощью деления на 1177 мг УВ/г ТОС получаем значение органического углерода в незрелых сланцах, т. е. 37 % от ТОС могут быть преобразованы в нефть. Таким образом, для упрощенного вычисления процентного содержания генерирующего органического углерода (GOC) в зависимости от значения начального водородного индекса, принимая максимально возможный водородный индекс равным 1177, можно использовать следующие табличные данные (табл. 4), составленные Jarvie (2012 г.).

Определить генерационные способности нефтематеринской породы можно методом массового баланса по данным пиролиза (Peters, 2006). Тогда генерационный фактор, используя табл. 1, может определяться по формуле

$$f = 1 - HI^{X}(1177 - [HI^{0}/(1 - PI^{0})])/HI^{0} \times (1177 - [HI^{X}/(1 - PI^{X})]).$$

Общий органический углерод исходных осадков определяется по формуле

 $TOC^{0} = 83.3 \cdot HI^{X} \cdot TOC^{X}/[HI^{0} \cdot (1-f) \times (83.33 - TOC^{X}) + HI^{X} \cdot TOC^{X}].$ 

Содержание генерирующего органического углерода в общем содержании углерода [Jarvic, 2012 г.]

НІ начальный, мг УВ/г ТОС	НІ максималь- ный, мг УВ /г ТОС	Содержание генерирующего органического углерода в об- щем содержании углерода, %
100	1177	8,5
200	1177	16,99
300	1177	25,49
400	1177	33,98
500	1177	42,48
600	1177	50,98
700	1177	59,47
800	1177	67,97
900	1177	76,47
1000	1177	84,96
1100	1177	93,46
1177	1177	100,00

В приведенных выше формулах HI<sup>*X*</sup>, PI<sup>*X*</sup> и TOC<sup>*X*</sup> являются измеренными значениями, а HI<sup>0</sup>, PI<sup>0</sup> и TOC<sup>0</sup> являются первоначальными водородным индексом, индексом продуктивности и TOC. Текущие значения TOC для высокотермально зрелых сланцев, как правило, свидетельствуют только о негенерирующей части TOC.

Содержания генерирующего органического углерода и ТОС дают ключ к пониманию генерации УВ и развитию изменения ОВ. Если НІ<sup>0</sup> известен, то процент генерирующего органического углерода может быть легко определен путем деления НІ на 1177. Генерационный фактор находится в обратной зависимости от водородного индекса, он уменьшается с ростом последнего. Несомненно, что соотношение НІ и генерационного фактора зависит от чистоты проведенного эксперимента, условий, которые заложены в проводимый эксперимент, от использования различных видов пиролизных анализов: Rock-Eval или Hydrous pyrolysis [Lewan, 2002].

#### Заключение

Таким образом, ТОС является важнейшим параметром при оценке ресурсов УВ сланцевого коллектора. Для достоверной оценки генерационного потенциала материнской породы необходимо учитывать, что эти породы в процессе катагенеза и генерации УВ утрачивают часть своего начального содержания ТОС. И чем больше различий между современными значениями ТОС и начальными, тем больше зрелость материнской породы. Зная современные значения содержания ОВ в материнской породе, водородный индекс, степень преобразованности ОВ и значение S<sub>1</sub>, можно рассчитать начальные значения ТОС и НІ. Общий органический углерод можно разделить на две части: способную к преобразованию в УВ и часть, которая не генерирует УВ. В зависимости от значения начального водородного индекса с учетом конвертирующего коэффициента, включая тип керогена, термическую зрелость ОВ в нефтегазоматеринской породе и присутствующие в керогене химические элементы, можно вычислить процентное содержание *генерирующего органического углерода (GOC)*.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1.

2. Баженова О.К., Фадеева Н.П. Масштабы нефтегазообразования в нефтегазоносных бассейнах Восточного Паратетиса // Тез. докл. VIII междунар. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа", МГУ. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 54–58.

3. Оценка генерационного потенциала и геологических ресурсов углеводородов сланцевых низкопроницаемых толщ майкопской свиты / В.Ю. Керимов, Н.Ш. Яндарбиев,

Р.Н. Мустаев, С.С. Дмитриевский // Тр. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2016.

4. Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья / В.Ю. Керимов, Р.Н. Мустаев, С.С. Дмитриевский, Н.Ш. Яндарбиев, Е.В. Козлова // Нефт. хоз-во. – 2015. – № 10. – С. 50–53.

5. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья / В.Ю. Керимов, Г.Я. Шилов, Р.Н. Мустаев, С.С. Дмитриевский // Нефт. хоз-во. – 2016. – № 2. – С. 8–11.

6. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ: учеб. пособ. Сер. Магистратура. – М., 2015. – 200 с.

7. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геолого-разведочных работ / В.Ю. Керимов, Р.Н. Мустаев, Б.В. Сенин, Е.А. Лавренова // Нефт. хоз-во. – 2015. – № 4. – С. 26–29.

8. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета Petromod в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина / В.Ю. Керимов, Томас Хантшел, К. Соколов, М.С. Сидорова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 4. – С. 38–47.

9. Керимов В.Ю. Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 41.

10. Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1.

11. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. – М.: Недра, 1969. – 240 с.

12. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Тр. XXV сессии Междунар. геологического конгресса. Докл. сов. геол. Горючие ископаемые. – М., 1976. – С. 47–62.

13. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14–16. 14. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу // Тр. ВНИГРИ. – СПб.: ФГУП "ВНИГРИ", 2014.

15. Седиментолого-фациальное моделирование при поисках, разведке и добыче скоплений углеводородов / В.Ю. Керимов [и др.]. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. 16. Прогноз нефтегазоносности юрских отложений в западной части Терско-Каспийского прогиба на основе бассейнового моделирования / Н.Ш. Яндарбиев, С.И. Бачин, З.Х. Моллаев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2014. – № 3. – С. 9–18. 17. Oil Families and Their Potential Sources in the Northeastern Timan Pechora Basin, Russia / М.А. Abrams [et al.] // ААРG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 4, April. – Рр. 553–577. 18. Guliyev I.S., Kerimov V.U., Osipov A.V. Hydrocarbon potential of great depths // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 5. – С. 9–16.

19. Seek Shale Gas in Poland as Europe Focuses on Unconventional Reserves. – Chevron, 2009. – URL: http://oilprice.com/ europe-focuses-on-unconventional-reserves.html 20. Johnson D. Reservoir characterization of the Barnett Shale: Barnett Shale Symposium Ellison Miles Geotechnology Institute

Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas, November 12–13, 2003. – URL: http://www.energyconnect.com/pttc/archive/barnettshalesym /2003barnettshalesymp.pdf

21. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and gas from kerogen // Mar. Petr. Geol. – 1995. – Vol. 12. – N 3. – Pp. 291–319.

#### LITERATURA

1. Anan'ev V.V., Smelkov V.M., Pronin N.V. Prognoznaya otsenka resursnoy bazy mendym-domanikovykh otlozheniy kak osnovnogo istochnika uglevodorodnogo syr'ya tsentral'nykh rayonov Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii // Geologiya nefti i gaza.  $-2007. - N \ge 1$ .

2. Bazhenova O.K., Fadeeva N.P. Masshtaby neftegazoobrazovaniya v neftegazonosnykh basseynakh Vostochnogo Paratetisa // Tez. dokl. VIII mezhdunar. konf. "Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza", MGU. – M.: GEOS, 2005. – S. 54–58. 3. Otsenka generatsionnogo potentsiala i geologicheskikh resursov uglevodorodov slantsevykh nizkopronitsaemykh tolshch maykopskoy svity / V.Yu. Kerimov, N.Sh. Yandarbiev, R.N. Mustaev, S.S. Dmitrievskiy // Tr. RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina. – 2016.

4. Perspektivy poiskov skopleniy uglevodorodov v slantsevykh nizkopronitsaemykh tolshchakh khadumskoy svity Predkavkaz'ya / V.Yu. Kerimov, R.N. Mustaev, S.S. Dmitrievskiy, N.Sh. Yandarbiev, E.V. Kozlova // Neft. khoz-vo. – 2015. – № 10. – S. 50–53.
5. Termobaricheskie usloviya formirovaniya skopleniy uglevodorodov v slantsevykh nizkopronitsaemykh kollektorakh khadumskoy svity Predkavkaz'ya / V.Yu. Kerimov, G.Ya. Shilov, R.N. Mustaev, S.S. Dmitrievskiy // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 2. – S. 8–11.
6. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Serikova U.S. Proektirovanie poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz: ucheb. posob. Ser. Magistratura. – M., 2015. – 200 s.

7. Zadachi basseynovogo modelirovaniya na raznykh etapakh geologo-razvedochnykh rabot / V.Yu. Kerimov, R.N. Mustaev, B.V. Senin, E.A. Lavrenova // Neft. khoz-vo. – 2015. – № 4. – S. 26–29.

8. Primenenie tekhnologii basseynovogo modelirovaniya – programmnogo paketa Retromod v uchebnom protsesse RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina / V.Yu. Kerimov, Tomas Khantshel, K. Sokolov, M.S. Sidorova // Neft', gaz i biznes. – 2011. – N 4. – S. 38–47. 9. Kerimov V.Yu. Modelirovanie neftegazovykh geosistem i osadochnykh basseynov // Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefti i gaza. – 2012. –  $N_{\rm P}$  1. – S. 41.

10. Morariu D., Aver'yanova O.Yu. Nekotorye aspekty neftenosnosti slantsev: ponyatiynaya baza, vozmozhnosti otsenki i poisk tekhnologiy izvlecheniya nefti // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2013. – T. 8. – N 1.

11. Neruchev S.G. Nefteproizvodyashchie svity i migratsiya nefti. – M.: Nedra, 1969. – 240 s.

12. Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. O shkale katageneza v svyazi s neftegazoobrazovaniem // Tr. XXV sessii Mezhdunar. geologicheskogo kongressa. Dokl. sov. geol. Goryuchie iskopaemye. – M., 1976. – S. 47–62.

13. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. Glavnaya faza gazoobrazovaniya – odin iz etapov katageneticheskoy evolyutsii sapropelevogo rasseyannogo organicheskogo veshchestva // Geologiya i geofizika. – 1973. – N 10. – S. 14–16.

14. Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch – rezerv syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii / O.M. Prishchepa, O.Yu. Aver'yanova, A.A. Il'inskiy, D. Morariu // Tr. VNIGRI. – SPb.: FGUP "VNIGRI", 2014.

15. Sedimentologo-fatsial'noe modelirovanie pri poiskakh, raz-

vedke i dobyche skopleniy uglevodorodov / V.Yu. Kerimov [i dr.]. – M.: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2010. 16. Prognoz neftegazonosnosti yurskikh otlozheniy v zapadnov chasti Tersko-Kaspiyskogo progiba na osnove basseynovogo modelirovaniya / N.Sh. Yandarbiev, S.I. Bachin, Z.Kh. Mollaev [*i dr.*] // Geologiya nefti i gaza. – 2014. – № 3. – S. 9–18. 17. Oil Families and Their Potential Sources in the Northeastern Timan Pechora Basin, Russia / M.A. Abrams [et al.] // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 4, April. – Pp. 553–577. 18. Guliyev I.S., Kerimov V.U., Osipov A.V. Hydrocarbon potential of great depths // Neft', gaz i biznes. -2011.  $-N_{2}$  5. -S. 9-16. 19. Seek Shale Gas in Poland as Europe Focuses on Unconventional Reserves. - Chevron, 2009. - URL: http://oilprice.com/ europe-focuses-on-unconventional-reserves.html 20. Johnson D. Reservoir characterization of the Barnett Shale: Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas, November 12-13, 2003. -URL: http://www.energyconnect.com/pttc/archive/barnettshalesym /2003barnettshalesymp.pdf

21. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and gas from kerogen // Mar. Petr. Geol. – 1995. – Vol. 12. –  $N_{2}$  3. – Pp. 291–319.

УДК 553.98(571.1)(-17)

# О ПЕРСПЕКТИВАХ ОТКРЫТИЯ КРУПНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В БЕРРИАС-ВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

П.В. Пенягин<sup>1</sup>, Ю.А. Стовбун<sup>1</sup>, И.С. Грибова<sup>2</sup>, Т.Д. Куликов<sup>1</sup>

(ООО "Недра-Консалт"<sup>1</sup>, АО "НПЦ "Недра"<sup>2</sup>)

Поисковые работы на нефть и газ в пределах Гыданской нефтегазоносной области (НГО) начаты в 60-х гг. прошлого века, к настоящему времени здесь разбурены практически все подготовленные сейсморазведкой крупные структурные ловушки, открыто 13 месторождений УВС, подавляющая часть которых по запасам относится к классам средних и мелких, одно (Салмановское) – к уникальным, три (Геофизическое, Гыданское и Минховское) – к крупным. Все выявленные залежи являются средними и мелкими, а большие суммарные запасы объясняются многопластовостью месторождений.

Неопоискованными остаются, в основном, небольшие по размерам положительные структуры разной морфологии, а также глубокозалегающие горизонты поднятий с доказанной продуктивностью. Берриас-валанжинский, нижне-среднеюрский перспективные нефтегазоносные комплексы вскрыты единичными глубокими скважинами и изучены крайне слабо (рис. 1). В то же время некоторые особенности геологического строения Гыданской НГО позволяют высоко оценивать перспективы глубокозалегающих ачимовских и среднеюрских горизонтов, к ним относятся:

1. Толщина осадочного чехла достигает 10...12 км, до 7...8 км терригенного разреза, обогащенного органическим веществом, в течение длительного времени находились в термобарических условиях, соответствующих зонам активной генерации УВ. 2. По результатам исследования керна и шлама скважин Ямальской, Гыданской и Енисей-Хатангской НГО, моделирования истории катагенеза осадочных толщ [1] установлены основные источники нефти и газа в арктических районах Западной Сибири, представленные породами юрского, триасового возраста.

Породы тампейской свиты среднего-верхнего триаса, залегающие, главным образом, в наиболее погруженных областях на денудационно-аккумуляционной равнине, отличается большой толщиной глинистых отложений, оптимальным для интенсивной генерации газа уровнем катагенетической преобразованности (МК<sub>4</sub>) и большим исходным газопродуцирующим потенциалом керогена.

Нижнеюрские углеводородные источники (аналоги тогурской и радомской пачек) в неоген-четвертичное время достигли зоны активной генерации конденсатосодержащего газа и легких по плотности нефтей конденсатного типа.

Отложения малышевской и вымской свит среднего отдела юры накапливались в условиях шельфового и прибрежного мелководья и в пределах денудационно-аккумуляционной равнины, т. е. в окислительных и слабоокислительных условиях седименто- и диагенеза, что определило их газогенерационный потенциал. Он связан, главным образом, с углисто-глинистыми отложениями, толщины которых достигают 150...200 м.

3. Гольчихинская свита, объединяющая в своём составе васюганский, георгиевский и баженовский горизонты от верхнего бата до волжского яруса включительно [7], является нефтематеринской. Вскрытая параметрической скв. 130-Гыданской толщина наиболее обогащенного органическим веществом баженовского горизонта составляет около 14 м. Однако в северных районах Западной Сибири верхнеюрские отложения характеризуются значительно более бедным генерационным потенциалом по сравнению с классической баженовской свитой центральных районов Западной Сибири. Отметим, что углеводородный потенциал комплекса реализован на текущем этапе геологической истории лишь в небольшой мере и только в наиболее глубоких очагах активной генерации может обеспечить формирование промышленных объемов нефти.

4. Значительные по площади депрессионные тектонические элементы Гыданской области формировали "очаги" активного нефте- и газообразования, генерировавшие объемы УВ, сопоставимые с соседними Ямальской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. Наиболее активные генерационные зоны в тектоническом плане соответствуют Тадибеяхинскому мегапрогибу (рис. 2), локализуемому к западу от Гыданского поднятия, а наиболее перспективные области аккумуляции – структурам его обрамления.

5. Глинистые толщи покурской, танопчинской свит ( $K_1$ арt, alb,  $K_2$ сm) и верхней части неокома катагенетически "незрелые" и даже, если бы обладали достаточным нефте-и/или газогенерационным потенциалом, генерация углеводородов еще не началась, так как достигнутый ими уровень катагенеза все еще не превышает значений  $R^0 = 0.43...052$  %.

В этой зоне активно развивается биохимическое образование газов, особенно метана.

6. По результатам бурения параметрической скв. 130– Гыданской до глубины 5100 м в разрезе НГО выделяются три гидродинамически изолированных комплекса, характеризующихся различными коэффициентами аномальности пластовых давлений:

– нижний мел – кайнозой (0,93...1,01 атм/10 м – замер), в том числе надачимовский подкомплекс (1,2 атм/10 м – замер);

– ачимовский (1,4...1,5 атм/10 м – расчетно);

- юрский (1,85...1,95 атм/10 м – расчетно).

Эти комплексы должны рассматриваться как генерационно-аккумуляционные системы с преимущественным формированием залежей УВ в коллекторах, находящихся в непосредственном контакте с очагами генерации УВ или на пути вертикальной миграции до флюидоупоров. Проницаемыми каналами для УВ могут служить также затухающие в осадочной толще неотектонические нарушения.

При условии, что основной объем углеводородов в рассматриваемом регионе генерировался в пределах юрской гидродинамической системы, максимально насыщенными должны оказаться коллекторы юрского комплекса пород и первые на пути ограниченной вертикальной миграции проницаемые горизонты раннемелового возраста. В основании этой части разреза развиты песчано-алевритовые клиноформенные тела ачимовской толщи – наиболее перспективные для поиска промышленных скоплений углеводородного газа (с учетом его наиболее высокой диффузионной активности) и газового конденсата резервуары в объеме юрско-нижнемеловой генерационно-аккумуляционной системы [6].

Процесс аккумуляции залежей УВ в этой части разреза рассмотрен в работе [1], авторы которой отмечают, что "по мере уплотнения берриас-валанжинской толщи выжимание воды и газов диагенетического и протокатагенетических этапов генерации происходило преимущественно в верхнее полупространство (резервуары ачимовской толщи), так как нижнее (горизонты  $Ю_2-Ю_3$ ) было отсечено флюидогенерационным барьером верхнеюрских глин". Литологическая замкнутость ачимовских резервуаров, о чем свидетельствует наличие АВПД, ввиду затрудненной вторичной латеральной и вертикальной миграции в процессе тектонических трансформаций, способствовала созданию оптимальных условий для сохранения аккумулированных скоплений УВ.

Согласно результатам оценки потенциальных ресурсов УВС по состоянию на 01.01.2009 г., в пределах Гыданской НГО на ачимовский комплекс приходится около половины суммарных НСР нефти – более 400 млн т и почти четверть газа – около 1,9 трлн м<sup>3</sup>.

С целью выбора первоочередного объекта поисковых работ в отложениях ачимовской толщи на территории Гыданского полуострова рассмотрим определяющие геологические факторы – тектонический и литологический, влияющие на формирование, эволюцию и сохранность УВ залежей.

В центральной части Гыданской НГО наиболее значительной по размерам и гипсометрически высокой структурой является Гыданский свод, представляющий собой по отражающему горизонту Б крупное куполовидное поднятие, осложненное разрывными нарушениями. Свод оконтуривается изогипсой –3500 м и имеет размеры 45×45 км, амплитуда составляет 180 м.

Основные этапы роста структуры приходятся на киммерийский и новейший этапы тектогенеза, т. е. условия для аккумуляции УВ оформились на рубеже юры и мела, в кайнозое произошли "подновление" структур, разломной сети и как следствие активизация миграционных процессов.

Гыданский свод по периметру граничит с крупными впадинами и мегапрогибами, представляющими области генерации с более высоким уровнем преобразованности органического вещества, – с юго-востока к нему примыкает Антипаютинская впадина, с запада, севера и востока – Тадибеяхинский и Восточно-Гыданский прогибы.

Для детализации геологического строения ачимовской нефтегазоперспективной толщи, выделения в ней перспективных ловушек специалистами ООО "Недра-Консалт" проведены переобработка и интерпретация архивных сейсмических материалов в комплексе с данными бурения скв. 130–Гыданской, а также глубоких



#### ПОИСКИ И РАЗВЕДКА



#### ПОИСКИ И РАЗВЕДКА



Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017



скважин Тота-Яхинской, Геофизической, Утренней, Штормовой площадей.

В результате интерпретации полученных после переобработки сейсмических материалов, на площади Гыданского свода выделены два крупных клиноформных сейсмостратиграфических комплекса (ССК), индексированных, согласно схеме Бородкина В.Н. [2], как  $A ч_5^2 и A 4_6^1$ . Выделенные ССК имеют берриас-валанжинский возраст и характеризуется ярко выраженным клиноформным строением (рис. 3) [3, 4].

Как видно на структурных картах, отражающих морфологию кровли клиноформ (рис. 4, 5), они характеризуются выполаживанием в западной части и типичной крутой моноклинальной поверхностью северовосточного простирания на востоке. В фондоформной, присклоновой части клиноформ выделяется обширная терраса, соответствующая в плане Гыданскому своду и являющаяся наиболее благоприятной структурной формой для накопления ачимовских песчаных тел.

Анализ морфологии и сейсмостратиграфического образа выделенных клиноформных образований показывает значительную толщину и широкое развитие в фондоформной части турбидитных фаций, которые формируются у подножия склона в глубоководной части бассейна. Одним из важных критериев выделения зон формирования турбидитных сейсмофаций в волновом поле является наличие амплитудных аномалий (рис. 5).

Такие аномалии выделяются в зоне депоцентра, где толщина турбидитных осадков, связанных с конусом выноса, максимальна. В волновом поле депоцентры отражаются повышенными значениями временной толщины и появлением дополнительных внутренних отражений, что связано с наибольшим числом песчаноалевритовых пластов в разрезе.

Наличие мощных песчаных толщ в разрезе ачимовской толщи в рассматриваемом районе подтверждено параметрической скв. 130–Гыданской. Скважина в интервале залегания ачимовской толщи вскрыла два мощных песчаных горизонта, которые, согласно проведенной привязке к данным сейсморазведки, соответствуют клиноформным образованиям A4<sup>2</sup> и A4<sup>1</sup>.

Как видно на структурных картах (см. рис. 4, 5), скважина вскрывает ачимовские тела в фондоформной зоне, в юго-западной периферийной части конуса выноса. По данным ГИС (рис. 6) скважина вскрыла кровлю клиноформы  $A4_5^2$  на отметке -3271 м, общая толщина ее составляет 67,0 м, суммарная толщина песчаников -44,0 м. Кровля клиноформы  $A4_6^1$  вскрыта скв. 130 на отметке -3387 м, общая толщина ее составляет 89,0 м, суммарная толщина песчаников – около 50 м.

По результатам исследования керна в скв. 130 ачимовские пласты представлены песчаником светло-серым, плотным, крепким, слоистым. Слоистость обусловлена наличием в породе прослойков, обогащенных углистыми частицами алевритовой размерности. В целом состав обломочного материала в песчаниках кварцевый, зерна окатанной и полуокатанной формы, прозрачного и мутновато-белого цвета. Цемент карбонатизированный, порово-пленочный. По предварительным результатам интерпретации ГИС пористость песчаников составляет 10...12 %.

Как было отмечено ранее, скв. 130 расположена в периферийной части основного конуса выноса, а значит, здесь накапливался более мелкий обломочный материал. В самом конусе выноса ожидаются увеличение суммарной толщины песчаных пластов и улучшение их емкостно-фильтрационных свойств за счет накопления здесь более крупнодисперсных осадков.

Кроме благоприятных палеофациальных условий формирования пластов-коллекторов, улучшение их коллекторских свойств в зоне депоцентра может происходить за счет формирования зон вторичной трещиноватости. Их образование может быть обусловлено постседиментационными процессами, происходящими как в результате тектонических движений, так и при заполнении ловушки углеводородами и отжатии ими седиментационных вод.

Развитие и характер вторичных преобразований коллекторов способствуют развитию проницаемых резервуаров на больших глубинах. Эти процессы исследованы на ачимовских залежах Уренгойского района. Авторами [5] отмечалось, что к зонам максимальных толщин песчаников приурочены повышенные значения пористости и проницаемости.

Таким образом, в результате применения современных технологий обработки и интерпретации сейсмических данных, анализа литолого-фациальных условий осадконакопления с учетом геологической информации, полученной в процессе бурения параметрической скв. 130, в отложениях ачимовской толщи выделены две значительные по размерам перспективные структурно-литологические ловушки. Размеры ловушек составляют:  $A4_5^2 - 55,6 \times 13,5$  км, высота – 105 м;  $A4_6^1 - 48,8 \times 33,5$  км, высота –140 м.

Относительно возможного характера заполнения ловушек отметим, что в рассматриваемой части Гыданской НГО объемы генерации газообразных УВ существенно превышали объемы нафтидогенеза, поэтому наиболее вероятным представляется насыщение ловушек ачимовской толщи газоконденсатом. Суммарная оценка перспективных ресурсов выделенных ловушек в "газовом варианте", как наиболее вероятном, составляет около 500 млрд м<sup>3</sup>.

Таким образом, на Гыданском своде имеются все геологические предпосылки выявления крупной зоны нефтегазоносности в низах неокома, а именно – крупная, наиболее гипсометрически приподнятая сводовая структура, имеющая значительные площади углеводородной генерации в виде сопредельных обширных мегапрогибов и впадин, мощные толщи пород-коллекторов и надежных флюидоупоров, образующих изолированные структурно-литологические ловушки большого объема. Полученная оценка перспективных ресурсов позволяет рассматривать нижнемеловые отложения Гыданского свода как первоочередной и весьма перспективный объект для проведения поисковых работ. Очевидно, что выявление здесь крупных залежей УВ резко повысит интерес нефтегазодобывающих компаний к освоению ресурсного потенциала Гыданского полуострова и даст мощный импульс к продолжению здесь геолого-разведочных работ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2006.

2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толци севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. 3. Геология и нефтегазоносность ачимовской толци Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев [и др.]. – М., 2001.

4. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.С. Недосекин, С.М. Зарипов // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 10–14.

5. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Храмцова А.В. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010.

6. Пенягин П.В. Геологическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и уточнение ресурсного потенциала южной части Гыданского полуострова: Автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Тюмень, 2006.

7. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического

совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, 2003.

#### LITERATURA

1. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. Gydan: geologicheskoe stroenie, resursy uglevodorodov, budushchee. – M.: OOO "Ned-ra-Biznestsentr", 2006.

2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2010.

3. Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri / A.A. Nezhdanov, V.A. Ponomarev [i dr.]. – M., 2001. 4. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Gydanskogo poluostrova Severa Zapadnoy Sibiri / A.R. Kurchikov, V.N. Borodkin, A.S. Nedosekin, S.M. Zaripov // Nauka i TEK. – 2012. –  $N_2$  3. – S. 10–14.

5. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Khramtsova A.V. Usloviya formirovaniya i atlas tekstur porod achimovskogo klinoformnogo kompleksa Severa Zapadnoy Sibiri. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2010.

6. Penyagin P.V. Geologicheskaya model' mezozoysko-kaynozoyskogo osadochnogo chekhla i utochnenie resursnogo potentsiala yuzhnoy chasti Gydanskogo poluostrova: Avtoref. dis. ... kand. geol.-miner. nauk. – Tyumen', 2006.

7. Reshenie 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. – Novosibirsk, 2003.

УДК 622.276:(553.982.2+553.983)

### ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В СВЯЗИ С ЕЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ И ПЛАСТОВЫМИ УСЛОВИЯМИ (НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО И САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

В.Д. Немова<sup>1</sup>, И.В. Панченко<sup>1</sup>, В.С. Ильин<sup>2</sup>, М.Е. Смирнова<sup>1</sup> (ФГБУ "ВНИГНИ"<sup>1</sup>, ЗАО "МиМГО"<sup>2</sup>)

#### Введение

Баженовская свита впервые выделена в 1959 г. Ф.Г. Гурари как пачка в составе марьяновской свиты, в 1960 г. отображена в региональной стратиграфической схеме. Свита получила название по с. Баженово, расположенному на Саргатской площади (левый берег р. Иртыш, к северо-западу от г. Омска) [3]. В волновом поле сейсморазведки баженовский горизонт выделяется как региональный репер – ОГ Б. При подсчете запасов нефтеносные слои баженовской свиты объединяются в группу пластов Ю<sub>0</sub>.

Получение промышленных притоков легкой высококачественной нефти из баженовской свиты сразу привлекло повышенный интерес геологов к этому объекту. Геологии, нефтеносности и методике разработки залежей нефти баженовской свиты Западной Сибири посвящены многочисленные работы Ф.Г. Гурари, Ф.К. Салманова, Т.А.В. Тяна, И. Гуровой, М.В. Дахновой, В.М. Добрынина, Ю.Н. Карогодина, Т.Т. Клубовой, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, Г.Р. Новикова, Г.Э. Прозоровича, Е.А. Рогозиной, Г.П. Сверчкова, В.С. Славкина, А.А. Трофимука, И.Н. Ушатинского, Э.М. Халимова и многих других исследователей. Значительный вклад в изучение баженовской свиты внесли научные школы СНИИГГиМС, ЗапСибНИГНИ, ИГГ АН СССР (в настоящее время ИНГГ СО РАН), ИГИРГИ, ВНИГРИ, ВНИГНИ и ряда других организаций [5].

Баженовская свита – уникальное геологическое тело, с одной стороны, являющееся нефтематеринской толщей, а с другой – содержащей коллекторы. Сегодня, в эпоху сланцевой нефти, баженовская свита рассматривается как крупнейшая в мире нефтеносная сланцевая формация, распространенная на площади более 1 млн км<sup>2</sup>. В последнее время ввиду растущего спроса на энергоносители и истощения традиционных месторождений УВ всё более актуальной становится тема разработки сланцевых формаций, имеющих огромный потенциал наращивания топливно-энергетических ресурсов. Баженовскую свиту относят к "нетрадиционным" объектам нефтегазовой геологии по причине низкой способности к нефтеотдаче (так называемая трудноизвлекаемая нефть), а также из-за того, что стандартные методики изучения и картирования ее свойств малоэффективны. Свойства данных отложений изменчивы, и пока не обоснованы факторы, контролирующие продуктивность толщи, любая методика прогноза ее свойств будет неэффективна.

В данной толще не установлены закономерности распределения на площади высокопродуктивных и "сухих" скважин. В толще нет законтурных вод, и она практически повсеместно нефтенасыщена. Соответственно, наличие коллектора в толще предопределяет наличие залежи чистой нефти и наоборот [7]. Но ввиду отсутствия определения понятия "залежь баженовской свиты", ее границы также не ясны. Существует проблема подсчета запасов УВ в толще – площади подсчетных объектов определяются условно в виде квадратов соответствующих категорий запасов вокруг скважин. Впрочем, большинство других подсчетных параметров также являются условными коэффициентами [6].

Технические проблемы изучения коллекторов баженовской свиты обусловлены фрагментарностью извлекаемого керна в случае его отбора без изолирующего керноотборника. При этом нередко происходит разрушение трещинных интервалов керна, к которым приурочены дренируемые зоны пласта. Неполнота выноса керна из баженовского интервала приводит к неоднозначности привязки керна к кривым ГИС. К тому же стоит отметить отсутствие общепринятых методик ин-

терпретации данных ГИС и сейсморазведки для баженовского интервала.

На территории Западной Сибири продуктивность баженовской свиты контролируется различными факторами, поэтому невозможно экстраполировать данные о свойствах и строении пласта Ю<sub>0</sub> с одних месторождений на другие. Метод аналогий неприменим для прогноза свойств и планирования разработки данной толщи [7].

Все перечисленные трудности замедляют начало промышленной разработки и эксплуатации баженовской свиты.

В последнее десятилетие нефтяные компании начали целенаправленные исследования баженовской свиты, на ряде месторождений ведется опытно-промышленная разработка пласта Ю<sub>0</sub>, проводятся специальные промыслово-геофизические исследования с целью выделения продуктивных интервалов в разрезе свиты. Для проведения лабораторных исследований отбирается изолированный керн с высокими показателями выноса и хорошей сохранностью, который разносторонне изучается.

Со стороны геофизики проводится запись расширенного комплекса ГИС в новых сква-

жинах, тестируются различные методики интерпретации данных ГИС и сейсморазведки 3D с целью прогноза физических свойств толщи.

Кроме того, тестируются методы повышения нефтеотдачи, например, экспериментальное термогазовое воздействие на баженовские отложения Средне-Назымского месторождения [1, 2] или эксперименты по наклонно-горизонтальному бурению с целью проведения многостадийного ГРП.

Государство также заинтересовано в изучении данной тематики: в 2014–2016 гг. реализуется Государственный контракт по теме "Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно-Сибирской НГП (нетрадиционные источники сланцевой нефти) с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев её потенциальной продуктивности и методических подходов к оценке прогнозных ресурсов" с участием ведущих научно-исследовательских и отраслевых институтов.

Все это дало новый виток развитию понимания строения баженовской свиты и закономерностей ее нефтеперспективности.

#### Геологическое строение и пластовые условия баженовской свиты

В данной статье рассмотрены специфика и отличительные признаки баженовской свиты на двух наиболее изученных месторождениях Западной Сибири – Салымском и Средне-Назымском (центральная часть Западной Сибири, запад Широтного Приобья – рис. 1).



На указанной территории баженовская свита сложена преимущественно кремнистыми высокоуглеродистыми породами с непостоянной долей глинистой и карбонатной компонент [7].

Свита расчленяется на шесть пачек, которые уверенно выделяются по каротажу и керну (описание снизу вверх) (рис. 2) [8].

Пачка 1 сложена преимущественно глинистыми углеродистыми силицитами с линзами радиоляритов. В кровельной части пачки встречаются маломощные (до 1 м) прослои радиоляритов, доломитов и известняков.

Пачка 2 сложена преимущественно глинистыми углеродистыми силицитами, в том числе с биогенным детритом двустворок, визуально массивными, с непостоянным числом разновеликих прослоев радиоляритов, неоднородно вторично карбонатизированных.

Пачка 3 "радиоляритовая" представлена силицитами с радиоляритами, доломитами и известняками, заместившими радиоляриты.

Пачка 4 "высокоуглеродистая" сложена силицитами глинистыми наиболее высокоуглеродистыми, однородными и с прослоями, насыщенными двустворками.

Пачка 5 "кокколитофоридовая" представлена глинисто-известковистыми силицитами, а также переслаиванием силицитов глинисто-известковых, послойно пиритизированных, с силицитами глинистыми пиритизированными. Встречаются прослои вторичных известняков и доломитов. Повсеместно породы насыщены остатками кокколитофорид и рыб, реже – двустворками.

Пачка 6 "пиритовая" повсеместно представлена силицитами глинистыми послойно пиритизированными, редко, в верхней части, слабокремнистыми глинами.

Состав и последовательность пачек выдержаны по разрезу и хорошо прослеживаются на больших расстояниях [9]. На Салымском месторождении, в пределах которого кровля баженовской свиты гипсометрически находится значительно ниже, чем на Средне-Назымском, толщины пачек баженовской свиты, как правило, значительно выше.

Важную роль в аккумуляции баженовской нефти играют подстилающие и перекрывающие покрышки. Подстилается баженовская свита в пределах западной части Широтного Приобья абалакской свитой, сложенной аргиллитоподобными тонко отмученными глинами с прослоями карбонатов и темно-серыми глинами в нижней части. Абалакская свита, благодаря своей глинистой природе, обладает хорошими изолирующими свойствами и является региональной покрышкой. Перекрывается баженовская свита обособленным клиноформным комплексом ачимовской толщи, в нижней части представленной подачимовскими глинами.

Таким образом, в пределах западной части Широтного Приобъя баженовская свита с ее пластовыми флюидами надежно "запечатана" сверху и снизу, что создает условия для аккумуляции нефти, в том числе в трещиноватых и пористых пропластках самой свиты. Благодяря генерации УВ и синхронному насыщению нефтью баженовской толщи, в ней широко распространено явление АВПД.

По данным предшествующих исследований [7, 10] интервалы разреза, которые при существующих технологиях разработки могут отдавать нефть в скважины, сложены, главным образом, плотными и трешиноватыми пропластками кремнёвых пород, нередко вторично карбонатизированных. Большая часть этих прослоев является результатом вторичных преобразований радиоляриевых илов, периодически накапливавшихся в баженовской свите в виде малоглинистых слоев [7]. В ходе вторичных преобразований они оставались кремнистыми или становились карбонатными (замещались кальцитом или доломитом). Радиоляритовые прослои маломощны (от десятков сантиметров до первых метров), но имеют широкое площадное распространение. Наиболее мощные из них уверенно прослеживаются по латерали на сотни километров. В радиоляритах нередко формируется емкостное пространство порового и трещинно-порового типа [7].

Приточные интервалы, кроме радиоляритов, могут быть сложены и другими породами – например, иноцерамовыми ракушняками верхней части разреза баженовской свиты (пачка 4). В таких породах развит, в основном, трещинный тип емкостного пространства.

В доминирующем типе отложений свиты – менее плотных (относительно описанных выше) тонкослоистых высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых породах сконцентрировано огромное количество органического вещества (ОВ). При этом оно представлено как твердым веществом – керогеном, так и продуктами его преобразований – битумоидами и жидкими углеводородами. Наличие последних определяется при геохимических исследованиях ОВ, в частности методом пиролиза. Однако вопрос о возможности извлечения значительных объемов УВ из высокоуглеродистых пород пока остается открытым.

Естественно, важным параметром нефтеносности нефтематеринской баженовской свиты является геохимическая характеристика ОВ. В зависимости от катагенетической зрелости ОВ баженовской свиты меняются тип и объем ее приточных интервалов. Например, на Средне-Назымском месторождении ОВ баженовской свиты имеет относительно невысокую степень катагенетический зрелости – градация МК, (по шкале Н.Б. Васоевича). Приточными интервалами являются описанные выше прослои радиоляритов и вторичных карбонатов. На Салымском блоке месторождений ОВ баженовской свиты более высокой зрелости, соответствующей градации МК,. Поэтому, кроме нефтенасыщения радиоляритовых пропластков, формируется дополнительная емкость и в самом керогене высокоуглеродистых пород [4]. При этом сосредоточенные в нем запасы углеводородов являются огромным резервом для подпитки нефтью трещиноватых коллекторов. Последние, в свою очередь, можно сравнить с проводящими каналами, обеспечивающими транспортировку и притоки УВ в скважины.

На обоих месторождениях есть предпосылки полагать, что в ходе эксплуатации высокопродуктивных зон баженовской свиты может происходить формирование

#### ПОИСКИ И РАЗВЕДКА





надежных каналов для фильтрации флюидов. При этом через несколько лет после начала эксплуатации скважины отмечаются устойчивое увеличение дебитов нефти (рис. 3), инверсия текущего пластового давления (рис. 4). Это может быть объяснено подключением к работающей скважине ранее недренируемых либо слабодренируемых пропластков и зон за счет расхода пластовой энергии хорошо дренируемых зон.

На месторождениях группы Большого Салыма установлена единообразная корреляционная связь между удельной продуктивностью (К<sub>прол ул</sub>) пласта Ю<sub>0</sub> и начальной пластовой температурой, отражающая возрастание удельной продуктивности скважин с ростом начальной пластовой температуры (рис. 5). Если принять, что повышенная пластовая температура является катализатором формирования в керогене пористости, заполненной нефтью, то этот параметр можно использовать в качестве поисково-разведочного критерия зон с повышенной удельной продуктивностью в границах единых блоков баженовской свиты. Повышенные пластовые температуры могут быть обусловлены многими факторами, такими как глубина залегания толщи, характеристика теплового потока, мантийными процессами и т. д. Однако данный фактор далеко не единственный, контролирующий продуктивность баженовской свиты.

В настоящее время пласт Ю<sub>0</sub> разрабатывается преимущественно на естественном (упругом) режиме, однако доказана и возможность добычи нефти с использованием ЭЦН, ШГН (Средний Назым), где около 10 % накопленной добычи по баженовской свите связано со скважинами, работающими насосным способом. На Салымском месторождении опыт применения насосного способа добычи оказался отрицательным, так как после начала работы на данном режиме наблюдалось резкое падение дебитов добывающих скважин, видимо изза "схлопывания" проводящих каналов в пласте Ю<sub>0</sub> при повышении депрессии. В результате этого на Салымском месторождении разработка баженовской свиты насосным способом ограничена [11].

При разработке пласта Ю<sub>0</sub> широко применяются методы интенсификации притока (ГРП, СКО, ГКО и др.), каждый из которых эффективен в зависимости от литологического состава приточных интервалов конкретного месторождения. Например, в случае преобладания карбонатизированных пород, очевидно, имеет смысл применение соляно-кислотных обработок или ГРП. Наоборот, в случае доминирования среди приточных прослоев радиоляритов кремнистого состава применяются глинокислотная обработка, ГРП.

Технологии разработки, связанные с заводнением пласта баженовской свиты, неприменимы, поскольку в толще отсутствуют пластовые воды, а в составе преимущественно гидрофобных пород баженовской свиты распространена глинистая примесь с разбухающими межслоевыми пакетами.

Ввиду наличия жидких УВ в керогене и высокоуглеродистых породах баженовской свиты, можно предположить, что технологии термического воздействия

на пласт могут быть весьма эффективны и, очевидно, имеют перспективу. Наглядным примером тому служит эксперимент по термогазовому воздействию на баженовские отложения Средне-Назымского месторождения [1, 2]. Как упоминалось выше, на данном месторождении относительно невысокий уровень катагенетической зрелости ОВ, а значит есть условия и для высвобождения жидких УВ, содержащихся в высокоуглеродистых породах, и дополнительной генерации УВ из керогена. При таких условиях температурное воздействие на баженовскую свиту можно считать крайне перспективным. Для блока Салымских месторождений такой эксперимент может не иметь большого смысла вследствие (vже) достаточно высокой степени катагенеза ОВ – истощения нефтегенерационного потенциала толши.

Описанные выше геологические и термобарические условия в баженовской свите затрудняют локализацию и извлечение нефти, аккумулированной в ней. Поэтому на месторождениях с целевым пластом Ю<sub>0</sub> пока следует ожидать низкий коэффициент нефтеизвлечения (КИН). Отсюда очевидна необходимость ускоренного развития существующих и разработка новых методов увеличения нефтеотдачи и поддержания пластового давления в толще с учетом выявленных уникальных особенностей баженовской свиты на разных месторождениях.

#### Выводы

Баженовская свита является уникальным геологическим объектом, изучение которого стандартными методами малоинформативно.

В целом, попачечное строение свиты предсказуемо на больших расстояниях, что позволяет решать задачи по сопоставлению разрезов на разных месторождениях [8]. В условиях большого разнообразия вторичных преобразований пород баженовской свиты обоснование возможности попачечного сопоставления разрезов значительно упрощает решение производственных задач.

Нефтегенерационые и емкостные свойства баженовской свиты меняются в широком диапазоне, в зависимости, в том числе, от зрелости органического вещества и степени вторичных преобразований отложений толщи.

Приточные интервалы баженовской свиты сложены как маломощными вторично преобразованными радиоляритами (кремнистыми или карбонатизированными), имеющими широкое площадное распространение, так и развитыми локально различными карбонатами, генетически не связанными с радиоляритами. Эти обстоятельства необходимо учитывать на всех этапах геолого-разведочных работ.

Фациальная изменчивость баженовской свиты, пестрота литологических и емкостных свойств ее приточных интервалов, а также различная степень катагенетической зрелости ОВ, зависящая, в частности, от термобарических условий в толще, не позволяют применять метод аналогий для решения задач картирования и подсчета запасов УВ в баженовской свите на разных месторождениях.

Многолетняя история опытно-промышленной эксплуатации баженовской свиты высокодебитными скважинами, вероятнее всего, доказывает, что с течением времени за счет расхода пластовой энергии хорошо дренируемых зон (проработки фильтрационных каналов) может начаться подпитка приточных интервалов нефтью из высокоуглеродистых пород, также содержащих жидкие УВ.

При проектировании разработки месторождений с целевым пластом Ю<sub>0</sub> необходимо, прежде всего, детально изучать литологические, геохимические и термобарические условия конкретного месторождения, выявляя факторы, контролирующие развитие продуктивных зон данной толщи.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты. Ч. 1 / В.Ю. Алекперов, В.И. Грайфер, Н.М. Николаев, В.Б. Карпов, В.И. Кокорев, В.Г. Нургалиев, А.П. Палий, А.А. Боксерман, В.А. Клинчев, А.В. Фомкин // Нефт. хоз-во. – 2013. – № 12.

2. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты. Ч. 2 / В.Ю. Алекперов, В.И. Грайфер, Н.М. Николаев, В.Б. Карпов, В.И. Кокорев, В.Г. Нургалиев, А.П. Палий, А.А. Боксерман, В.А. Клинчев, А.В. Фомкин // Нефт. хоз-во. – 2014. – № 1.

3. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю.В. Брадучан, Ф.Г. Гольберт, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров, С.П. Булынникова, И.Г. Климова, М.С. Месежников, Н.П. Вячкилева, Э.Г. Козлова, А.И. Лебедев, Т.И. Няльняева. – Новосибирск: Наука, 1986.

4. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты / А.Л. Васильев, Е.Б. Пичкур, А.А. Михуткин, М.Ю. Спасенных, Н.Н. Богданович, Н.С. Балушкина, Г.А. Калмыков // Нефт. хоз-во. – 2015. – № 10.

5. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А.Э. Конторович, Л.М. Буритейн, В.А. Казаненков, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – Электрон. науч. журнал. – 2014. – № 2 (10).

6. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.–Тверь, 2003.

7. Немова В.Д. Строение отложений баженовской свиты: закономерности и изменчивость // Нефть и газ Евразии. – Электрон. журнал. – М., 2012. – № 12.

8. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керна и ГИС / И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова, М.В. Ильина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Ильин // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. 9. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири / И.В. Панченко, Н.С. Балушкина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Вишневская, Г.А. Калмыков, О.В. Шурекова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – С. 1–29 – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/24\_2015.pdf

10. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широтного Приобья // Нефт. хоз-во. – 2007. – № 8.

11. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения / В.П. Степанов, М.Ю. Ахапкин, В.П. Табаков, А.Г. Пасынков, В.В. Быков, Ю.Е. Батурин, В.П. Сонич, В.В. Васильев, Д.А. Афанасьев, Т.В. Андреева, А.Г. Шатровский, Л.В. Закриничный // Геофизика. – 2007. – № 4.

#### LITERATURA

1. Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity. Ch. 1 / V.Yu. Alekperov, V.I. Grayfer, N.M. Ni-kolaev, V.B. Karpov, V.I. Kokorev, V.G. Nurgaliev, A.P. Paliy, A.A. Bokserman, V.A. Klinchev, A.V. Fomkin // Neft. khoz-vo. – 2013. –  $N_{\rm P}$  12.

2. Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity. Ch. 2 / V.Yu. Alekperov, V.I. Grayfer, N.M. Ni-kolaev, V.B. Karpov, V.I. Kokorev, V.G. Nurgaliev, A.P. Paliy, A.A. Bokserman, V.A. Klinchev, A.V. Fomkin // Neft. khoz-vo. – 2014. –  $N^{\circ}$  1.

3. Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost') / Yu.V. Braduchan, F.G. Gol'bert, F.G. Gurari, V.A. Zakharov, S.P. Bulynnikova, I.G. Klimova, M.S. Mesezhnikov, N.P. Vyachkileva, E.G. Kozlova, A.I. Lebedev, T.I. Nyal'nyaeva. – Novosibirsk: Nauka, 1986.

4. Issledovaniya morfologii pustotnogo prostranstva kerogena bazhenovskoy svity / A.L. Vasil'ev, E.B. Pichkur, A.A. Mikhutkin, M.Yu. Spasennykh, N.N. Bogdanovich, N.S. Balushkina, G.A. Kalmykov // Neft. khoz-vo. – 2015. – № 10.

5. Bazhenovskaya svita – glavnyy istochnik resursov netraditsionnoy nefti v Rossii / A.E. Kontorovich, L.M. Burshteyn, V.A. Kazanenkov, V.A. Kontorovich, E.A. Kostyreva, E.V. Ponomareva, S.V. Ryzhkova, P.A. Yan // Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika. – Elektron. nauch. zhurnal. – 2014. –  $N \ge 2$  (10).

6. Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom. – M.–Tver', 2003.

7. Nemova V.D. Stroenie otlozheniy bazhenovskoy svity: zakonomernosti i izmenchivost' // Neft' i gaz Evrazii. – Elektron. zhurnal. – M., 2012. –  $N_{2}$  12.

8. Stratifikatsiya i detal'naya korrelyatsiya bazhenovskogo gorizonta v tsentral'noy chasti Zapadnoy Sibiri po dannym litologopaleontologicheskogo izucheniya kerna i GIS / I.V. Panchenko, V.D. Nemova, M.E. Smirnova, M.V. Il'ina, E.Yu. Baraboshkin, V.S. Il'in // Geologiya nefti i gaza. – 2016. – № 6.

9. Kompleksy paleobioty v abalaksko-bazhenovskikh otlozheniyakh tsentral'noy chasti Zapadnoy Sibiri / I.V. Panchenko, N.S. Balushkina, E.Yu. Baraboshkin, V.S. Vishnevskaya, G.A. Kalmykov, O.V. Shurekova // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. -2015. - T. 10. - N 2. - S. 1-29 -URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/24\_2015.pdf 10. Slavkin V.S., Alekseev A.D., Koloskov V.N. Nekotorye aspekty geologicheskogo stroeniya i perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity na zapade Shirotnogo Priob'ya // Neft. khoz-vo. – 2007. – № 8. 11. Osnovnye itogi i perspektivy razrabotki bazhenovskoy svity Salymskogo mestorozhdeniya / V.P. Stepanov, M.Yu. Akhapkin, V.P. Tabakov, A.G. Pasynkov, V.V. Bykov, Yu.E. Baturin, V.P. Sonich, V.V. Vasil'ev, D.A. Afanas'ev, T.V. Andreeva, A.G. Shatrovskiy, L.V. Zakrinichnyy // Geofizika. – 2007. – № 4.

# ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

УДК 553.98.061.15

### АВТОКОЛЕБАТЕЛЬНЫЙ ХАРАКТЕР ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА В ЗОНЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИКАСПИЯ

А.Н. Дмитриевский<sup>1</sup>, А.В. Каракин<sup>1</sup>, Ю.А. Повещенко<sup>2,3</sup>, Г.И. Казакевич<sup>4</sup>

(Институт проблем нефти и газа РАН<sup>1</sup>, Институт прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН<sup>2</sup>, НИЯУ МИФИ<sup>3</sup>, Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН<sup>4</sup>)

Изучение влияния различных геодинамических факторов на формирование Астраханского месторождения было проведено в работе [1]. Численный анализ флюидодинамического режима региона позволил исследовать процесс миграции газа, приводящий к образованию месторождения. Аналогичные расчеты были проведены для ряда регионов, в том числе для Восточного борта Прикаспийской низменности.

Обработка и анализ последующих результатов вычислительных экспериментов, относящихся к целому ряду регионов, в том числе вышеупомянутых, позволили выявить общую для них закономерность - автоколебательный характер движения подземных флюидов [2–5]. При достаточно сильном потоке углеводородов, поступающих снизу в изначально заполненный водой осадочный бассейн, процесс УВ-миграции делится на две стадии. Сначала происходят накопление газа в осадочном бассейне, образование значительных газонасыщенных участков под флюидоупорами, приводящее к первичному пробою (масштабному выбросу газа) в одном из нескольких потенциально возможных мест. Этот первичный пробой относится к периоду начала вторичной миграции УВ в данном регионе и определяет дальнейшую флюидодинамическую историю региона. Образовавшиеся каналы повышенной фазовой проницаемости по газу обладают устойчивостью во времени и служат магистралями для дальнейшего продвижения газа в регионе. Процесс продвижения по ним носит автоколебательный характер и описывается ниже. Другие участки, ранее потенциально возможные для прорыва, оказываются в гидродинамически застойной зоне. В частности, это позволяет объяснить, почему из нескольких близкорасположенных потенциально нефтегазоносных структур одни могут оказаться пустыми, другие – обладающими запасами углеводородов. В дальнейшем флюидодинамика региона выходит на установившийся автоколебательный режим. Назовем

его реверсивным по одному из его этапов - заполнению водой областей, ранее занимаемых газом. Типичный период цикла автоколебаний состоит в следующем. Происходит фаза накачки газа в слоистую структуру, сопровождающаяся повышением порового давления в этой зоне над гидростатическим давлением. Этот процесс происходит локально и гидродинамически равновесно (градиенты давлений и плотности гравитационных усилий в законе Дарси соизмеримы). Флюидная система перестраивается, накапливая свой потенциал (т. е. объем флюида) к пробою сквозь слоистую структуру за счет повышения давления и увеличения относительной проницаемости. Затем начинается связанная с процессом реверсии фаза пробоя, которая состоит в перестройке профиля давлений и всплытии УВфлюида. Всплытие сквозь флюидоупор происходит быстро (годы). Необходимо отметить, что в этот период происходят резкое падение давления ниже гидростатического, а также нарушение локального гидродинамического равновесия в законе Дарси.

Собственно динамическая стадия цикла состоит в дальнейшем реверсионном проседании воды в образовавшуюся зону пониженного давления. Собственные пространственные и временные масштабы реверсивной флюидной системы так же, как и достижение критической предпробойной точки, зависят от флюидодинамического режима всего региона. В частности, они зависят от интенсивности источников поступления углеводородов, миграционных возможностей системы разломов и термодинамики региона. Наблюдаемые расчетные периоды циклов – около 50...100 лет и вполне соответствуют циклу возможного притока на выработанных "старых" месторождениях, особенно приуроченных к зонам разломов.

Описанные результаты получены путем решения системы уравнений фильтрации в предположении выполнения закона Дарси, отсутствия смешиваемости фаз



(например газ-вода), изотермичности режима и пренебрежения капиллярными силами. В двухфазном случае эти уравнения имеют вид [6]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_{\omega}S_{W}) = \operatorname{div}[(kK_{rw}\rho_{w}/\mu_{w})(\operatorname{grad} P - g\rho_{\omega})k] - q_{w}; (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_{\omega}(1 - S_{w})) = \operatorname{div}[(kK_{w}\rho_{w}/\mu_{w})(\operatorname{grad} P - g\rho_{\omega})k] - q_{w}; (2)$$

 $\frac{-(m\rho_g(1-S_W))}{\partial t} = \operatorname{div}[(\kappa \kappa_{rg} \rho_g/\mu_g)(\operatorname{grad} P - g\rho_g)\kappa] - q_g,(2)$ где *r* – радиус-вектор; *g* – ускорение силы тяжести; *k* –

орт, направленный вертикально вниз; P – давление;  $S_W$  – насыщенность водой;  $q_W$  и  $q_g$  – массовые расходы воды и газа на единицу объема пласта в единицу времени; k(r) – тензор абсолютной проницаемости;  $K_{rw}(S_W)$  и  $K_{rg}(S_W)$  – фазовые проницаемости воды и газа, соответственно;  $\mu_W(P)$ ,  $\mu_g(P)$  – динамические вязкости флюидов; m(r, P) – пористость пласта;  $\rho_W(P)$ ,  $\rho_g(P)$  – плотности флюидов.

Система уравнений в сложной неоднородной области решалась методом опорных операторов, позволяющим использовать неструктурированную сетку с ячейками, размеры которых могут отличаться на несколько порядков [7]. Применение его к задачам фильтрации было начато в работе [8].

При моделировании формирования Астраханского месторождения рассматривалось поперечное сечение Астраханского свода и прилежащей к нему Каракульско-Смушковской зоны дислокаций (рис. 1). Протяженность региона – 350 км, глубина 8 км, толщина слоя (в горизонтальном направлении перпендикулярно длине) ~ 20 км. Оттенками выделены литологические пласты различной проницаемости. Используемая для моделирования пространственная нерегулярная сетка (рис. 2) позволяет адекватно отразить структуру региона.

В рамках двухфазной фильтрационной флюидодинамической модели рассчитаны крупномасштабные миграции углеводородов в процессе образования месторождений. На рис. 3 представлены характерные распределения водонасыщенностей S<sub>w</sub> на различные моменты времени (90, 200 и 400 лет). Первоначально среда была насыщена только водой. В начальный момент в нижней части области в виде источника на ее нижней границе (суммарно по всей ее длине и поперечному направлению) задавался флюидный поток с суммарной амплитудой ~5·10<sup>9</sup> м<sup>3</sup>/год газа. Численное моделирование показало, что высокопроницаемые системы разломов Каракульско-Смушковской зоны не вносят существенного вклада в формирование Астраханского месторождения. Основной эффект дает вертикальная миграция из нижележащих толщ.

Дальнейшее развитие процесса и выход его на квазистационарный режим отражены на рис. 4.

Как показано выше, образовавшиеся скопления углеводородов существуют в пульсирующем режиме. Для демонстрации общности автоколебательных свойств нефтегазовых регионов приведем результаты моделирования изменения интегральных флюидодинамических характеристик Восточного борта Прикаспийской низменности.

На рис. 5 представлен характерный вид изменений параметров при автоколебательном режиме для Восточного борта Прикаспийской низменности.

На графиках, представленных на рис. 5, по оси абсцисс отложено время в годах; по оси ординат – добычи QW и QG — выброс на поверхность воды и газа, соответственно, в тоннах, и дебиты D(QW)/D(TIME) и D(QG)/D(TIME) в тоннах в год.



**Рис. 3.** Продвижение флюидного импульса ( $S_w = 0,8$ ) на моменты 90 (а), 200 (б) и 400 (в) лет

6



Рис. 4. Выход автоколебательного процесса на квазистационарный режим:

1 – юрские отложения; 2 – дислоцированные отложения Каракульско-Смушковской зоны С<sub>3</sub>Р; 3 – рифы; 4 – соль; 5 – карбонатные отложения С<sub>2</sub>; 6 – карбонатные отложения С<sub>1</sub>; 7 – карбонатные отложения D<sub>1</sub>; 8 – терригенные отложения D<sub>2-3</sub>; 9 – предполагаемые отложения Pz<sub>1</sub>R; 10 – разломы; 11 – скопления углеводородов в подсолевых пластах; 12 – перспективные скопления углеводородов нижнедевонском комплексе D<sub>2</sub>



Описанные выше процессы характерны для ряда регионов сходного геологического и геодинамического строения. Кроме рассмотренных выше, расчеты выявили их для Варандей-Адзьвинского прогиба (Тимано-Печорский регион), Предверхоянского прогиба (Лено-Вилюйский регион) и др.

Данная работа выполнена при поддержке программы фундаментальных исследований Президиума РАН П-4 "Месторождения стратегического сырья в России: Инновационные подходы к их прогнозированию, оценке и добыче. Программа нефть из глубоких горизонтов осадочных бассейнов – источник пополнения ресурсной базы УВ сырья: теоретические и прикладные аспекты", а также Российского научного фонда (проект 16-29-15081 офи\_м).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Новые идеи формирования Астраханского газоконденсатного гиганта / А.Н. Дмитриевский, И.Е. Баланюк, А.В. Каракин, М.И. Лоджевская, Ю.А. Повещенко // Газовая промсть. – 2002. – № 12. – С. 3–48.

2. Казакевич Г.И., Минервина Е.А., Повещенко Ю.А. Миграция углеводородов в процессе формирования месторождений: численное моделирование нелинейных эффектов // Докл. РАН. – 2002. – Т. 383. – № 1. – С. 103–105.

3. Казакевич Г.И., Повещенко Ю.А. Автоколебательные режимы формирования месторождений нефти и газа // Эволюция Вселенной и общие законы строения материи. Материалы Междунар. науч. конф. – М., 2003. – С. 57–59.

4. Казакевич Г.И., Повещенко Ю.А. Нелинейные эффекты двухфазной фильтрации при образовании месторождений углеводородов // Материалы Междунар. конф. "Современное состояние наук о Земле", посвященной памяти В.Е. Хаина. – М., 2011. – 802 с.

5. Моделирование автоколебательных режимов формирования месторождений нефти и газа / Ю.А. Повещенко, И.И. Галигузова, И.В. Гасилова, Е.Ю. Дорофеева, О.Г. Ольховская, Г.И. Казакевич // Математическое моделирование. – 2013. – Т. 25. – № 11. – С. 44–52.

6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

7. Разностные схемы на нерегулярных сетках / А.А. Самарский, В.А. Колдоба, Ю.А. Повещенко, В.Ф. Тишкин, А.П. Фаворский. – Минск, 1996.

8. Численное моделирование движения флюидов в процессе формирования залежей углеводородов на примере Предверхоянского прогиба / А.Н. Дмитриевский, Л.И. Лобковский, Г.И. Казакевич, Ю.А. Повещенко [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 1995. – № 7. – С. 2–6.

#### LITERATURA

1. Novye idei formirovaniya Astrakhanskogo gazokondensatnogo giganta / A.N. Dmitrievskiy, I.E. Balanyuk, A.V. Karakin, M.I. Lodzhevskaya, Yu.A. Poveshchenko // Gazovaya prom-st'. – 2002. – № 12. – S. 3–48.

2. Kazakevich G.I., Minervina E.A., Poveshchenko Yu.A. Migratsiya uglevodorodov v protsesse formirovaniya mestorozhdeniy: chislennoe modelirovanie nelineynykh effektov // Dokl. RAN.-2002. – T. 383. – N 1. – S. 103–105.

3. Kazakevich G.I., Poveshchenko Yu.A. Avtokolebatel'nye rezhimy formirovaniya mestorozhdeniy nefti i gaza // Evolyutsiya Vselennoy i obshchie zakony stroeniya materii. Materialy Mezhdunar. nauch. konf. – M., 2003. – S. 57–59.

4. Kazakevich G.I., Poveshchenko Yu.A. Nelineynye effekty dvukhfaznoy fil'tratsii pri obrazovanii mestorozhdeniy uglevodorodov // Materialy Mezhdunar. konf. "Sovremennoe sostoyanie nauk o Zemle", posvyashchennoy pamyati V.E. Khaina. – M., 2011. – 802 s.

5. Modelirovanie avtokolebatel'nykh rezhimov formirovaniya mestorozhdeniy nefti i gaza / Yu.A. Poveshchenko, I.I. Galiguzova, I.V. Gasilova, E.Yu. Dorofeeva, O.G. Ol'khovskaya, G.I. Kazakevich // Matematicheskoe modelirovanie. – 2013. – T. 25. – № 11. – S. 44–52.

6. Aziz Kh., Settari E. Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem. – M.: Nedra, 1982. – 407 s.

7. Raznostnye skhemy na neregulyarnykh setkakh / A.A. Samarskiy, V.A. Koldoba, Yu.A. Poveshchenko, V.F. Tishkin, A.P. Favorskiv. – Minsk, 1996.

8. Chislennoe modelirovanie dvizheniya flyuidov v protsesse formirovaniya zalezhey uglevodorodov na primere Predverkhoyanskogo progiba / A.N. Dmitrievskiy, L.I. Lobkovskiy, G.I. Kazakevich, Yu.A. Poveshchenko [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 1995. –  $N_{2}$  7. – S. 2–6.

# РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.63

# КЛАССИФИКАЦИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО МЕХАНИЗМУ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТОВУЮ СИСТЕМУ

Ю.В. Зейгман<sup>1</sup>, В.В. Сергеев<sup>2</sup>, Р.Р. Аюпов<sup>3</sup>

(ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет", ООО "ВИ-ЭНЕРДЖИ", Фонд "Сколково"<sup>2</sup>, АО "РИТЭК"<sup>3</sup>)

Для основных регионов традиционной нефтедобычи Российской Федерации (Западная Сибирь, Тимано-Печорская провинция, Урало-Поволжье и др.) актуальна задача повышения эффективности геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (ИДН) из пластов на поздних стадиях разработки.

В условиях высокой выработанности нефтегазоносных пластов повышение эффективности технологий воздействия на пласт возможно при помощи комбинирования технологических решений, сочетающих различные виды химического или физико-химического воздействия на пластовую систему [1–3]. Например, применение эффективных водоизолирующих или потокоотклоняющих составов перед закачкой растворов кислот позволяет повысить технологическую и экономическую эффективности проведения ГТМ [4, 5].

В связи с этим одной из наиболее важных и актуальных задач в настоящее время является совершенствование классификаций, позволяющих системно проводить подбор и анализировать успешность новых технологий ИДН. Без системного анализа новых способов ИДН невозможна разработка эффективных технологий воздействия на пласт.

Анализ накопленного в РФ опыта применения методов интенсификации добычи нефти (МИДН) показал наличие существенных резервов повышения их эффективности [4, 6]. Значительное влияние на эффективность технологий воздействия на ПЗП с целью ИДН оказывает технологически верный выбор способа воздействия на пластовую систему с учетом геолого-физических условий работы пласта и эксплуатации скважины [2–4].

В добывающих скважинах с терригенными коллекторами наиболее часто применяются следующие виды воздействия на ПЗП: термогазохимическое (ТГХВ); внутрипластовое термохимическое; электропрогрев; прогрев горячей нефтью; обработка растворами ПАВ и растворителями; гидравлический разрыв пласта (ГРП). Эффективность применения ГРП по мере увеличения сроков разработки снижается из-за обводнения продукции скважин и увеличения доли эксплуатируемых пластов малой толщины [3–5].

Для воздействия на ПЗП в карбонатных коллекторах применяют химические методы, которые отличаются большим разнообразием, чем методы воздействия на терригенные коллекторы. В основном это различные модификации кислотных обработок (КО). Наиболее часто применяемыми являются следующие КО ПЗП: соляно-кислотные (СКО); термокислотные с использованием гранулированного или стержневого магния (ТКО); пенокислотные (ПКО); нефтекислотные с использованием нефтекислотных эмульсий (НКО); направленные соляно-кислотные обработки (НСКО); циклические, направленные соляно-кислотные обработки (ЦНСКО) [1, 2, 8–10].

Основными причинами снижения эффективности применяемых технологий ИДН являются [1, 3, 8]:

 поглощение рабочих растворов высокопроницаемыми или ранее обработанными интервалами пласта;

 быстрый прорыв воды к забою скважины по высокопроницаемым интервалам пласта после обработки ПЗП;

3) неполное удаление продуктов химических реакций из ПЗП после проведения обработки.

Основными направлениями совершенствования технологий воздействия на ПЗП с целью ИДН являются разработки инновационных рецептур рабочих растворов и технологий их применения [4, 5, 7]. Данные растворы и технологии должны быть направлены на решение следующих задач:

- увеличение охвата пласта воздействием;

 – создание новых каналов фильтрации в средне- и низкопроницаемых зонах ПЗП;

 обеспечение эффективного удаления продуктов реакции из обработанных интервалов;

 предотвращение прорыва воды к забою добывающей скважины по высокопроницаемым интервалам пласта.

Анализ существующих видов физико-химического воздействия на ПЗП различными технологиями с целью ИДН позволяет классифицировать технологии по характеру воздействия на пластовую систему и выделить три основные группы (таблица):

1) методы, основанные на интенсификации притока из нефтенасыщенных интервалов;

 методы, основанные на регулировании фильтрационных параметров пород и физико-химических параметров пластовых жидкостей в ПЗП;

3) методы, основанные на комплексном воздействии на ПЗП.

Такое деление методов на группы определяется физико-химическими свойствами технологических жидкостей и механизмом воздействия на ПЗП (рисунок).

#### Классификация технологий физико-химических методов интенсификации добычи нефти по механизму воздействия на пластовую систему

Технология	Используемые реагенты/оборудование	Механизм воздействия на ПЗП					
Методы интенсификации притока из нефтенасыщенных интервалов							
Воздействие сшитыми полимерными систе- мами, силикатно-полимерным гелем, вязко- упругие системы на основе слабоконцентри- рованных водных растворов ПАА и синтети- ческих смол	<ul> <li>а) Полиакриламид;</li> <li>б) ацетат хрома;</li> <li>в) дисперсные наполнители;</li> <li>г) силикаты</li> </ul>	Ограничение движения флюидов в фильтрацион- ных интервалах					
Воздействие закачкой силикатных соединений	Растворы низко- и высокомодульного жидкого стекла	Изоляция фильтрационных интервалов					
Закачивание силикатных жидких систем с твердыми наполнителями	а) гипан – жидкое стекло; б) резиновая крошка; в) резиновая крошка со сламелью	Ограничение движения флюидов в фильтрацион- ных интервалах					
Воздействие ПДС, ПДС+AlCl <sub>3</sub> , ПДС + рези- новая крошка	<ul> <li>а) полиакриламид, КМЦ, полиоксиэти-</li> <li>лен и другие полимеры;</li> <li>б) суспензии с твердыми частицами</li> </ul>	Ограничение движения флюидов в наиболее про- ницаемых фильтрационных интервалах					
Воздействие волокнисто-дисперсной систе- мой (ВДС)	а) глинопорошок; б) древесная мука	Временная изоляция фильтрационных каналов					
Воздействие высоковязкими эмульсиями с силикатными соединениями	<ul> <li>а) углеводородная фаза;</li> <li>б) эмульгатор;</li> <li>в) раствор CaCl<sub>2</sub> или NaCl;</li> <li>г) силикатные соединения</li> </ul>	Временная изоляция высокопроницаемых филь- трационных каналов					
Методы регулирования фильтрационны	х параметров пород и физико-химическ	их параметров пластовых жидкостей в ПЗП					
СКО, термокислотные обработки с использо- ванием гранулированного или стержневого магния, пенокислотные обработки	Комплекс кислот, пенообразователей, ПАВ и щелочных соединений	Повышение коэффициента продуктивности. Раз- глинизация и декольматация фильтрационных ка- налов					
Свабирование, гидросвабирование с примене- нием кислот	а) сваб; б) соляная кислота	Снижение сопротивления движению нефти					
Термобароимплозионное (ТБИВ) воздействие	Использование имплозионных устройств и горючего вещества	Снижение фильтрационного сопротивления дви- жению нефти					
Дострел и перестрел продуктивного интерва- ла с применением ТБИВ и созданием депрес- сии на забое	а) перфоратор; б) ТБИВ	Включение в эксплуатацию новых объектов и снижение фильтрационного сопротивления дви- жению нефти					
Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ)	Генератор ПИВ	Декольматация ПЗП, создание новых фильтраци- онных каналов					
Термобарохимия (ТГХВ)	Пороховой генератор давления акустиче- ский	Снижение фильтрационного сопротивления дви- жению нефти					
Гидрофобизация пород ПЗП	Различные модификации гидрофобиза- торов	Повышение фазовой проницаемости пород ПЗП по нефти					
Сейсмоакустическое, ультразвуковое, магнит- ное воздействие на пласт	Акустические и другие устройства физи- ческого воздействия	Снижение фильтрационного сопротивления дви- жению нефти вследствие изменения ее структуры					
Воздействие ПАВ	Различные модификации и смеси ПАВ	Повышение коэффициента нефтевытеснения					
	Комплексное воздействие						
Обработка щелочно-суспензионно- полимерной композицией	<ul><li>а) щелочь;</li><li>б) полиакриламид;</li><li>в) наполнитель</li></ul>	Повышение фильтрационного сопротивления и увеличение проницаемости пород					
Обработка алюмохлоридом и щелочными реа- гентами в терригенных пластах или нагнета- ние смеси ПАА и щелочных реагентов	Алюмохлорид или ПАА и щелочные реагенты	Повышение фильтрационного сопротивления и увеличение проницаемости пород					
Обработка силикатно-щелочными системами	<ul><li>а) жидкое стекло;</li><li>б) щелочь</li></ul>	Увеличение охвата пласта воздействием и вовле- чение в фильтрацию застойных интервалов					
Обработка с применением смесей серной кис- лоты и наполнителей, нефтекислотные эмуль- сии (НКЭ)	<ul> <li>а) концентрированная серная кислота;</li> <li>б) ПАВ;</li> <li>в) нефть;</li> <li>г) мел и др.</li> </ul>	Снижение вязкости нефти сульфокислотами за счет повышения температуры при реакции. Уве- личение охвата за счет создания фильтрационного сопротивления в обводненных каналах продукта- ми реакции кислоты с карбонатами					
Комплексные обработки: предварительное на- гнетание эмульсии и последующее кислотное воздействие, направленные кислотные обра- ботки (НСКО) для пластов толщиной до 10 м и циклические НСКО (ЦНСКО) для пластов толщиной более 10 м, глубокие СКО с приме- нением НКЭ	<ul> <li>а) гидрофобизатор;</li> <li>б) ПАВ;</li> <li>в) эмульгатор;</li> <li>г) различные кислотные композиции;</li> <li>д) замедлители (технический лигносульфонат);</li> <li>е) нефть</li> </ul>	Увеличение охвата за счет создания фильтрацион- ного сопротивления в обводненных каналах высо- ковязкой эмульсией. Повышение проницаемости пород за счет воздействия кислотами и ПАВ					

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017



Первая группа включает методы, направленные на увеличение охвата ПЗП воздействием. Методы основаны на повышении фильтрационного сопротивления обводненных интервалов вскрытых толщин ПЗП при нагнетании растворов полимеров и их модификаций, среди которых превалируют полимердисперсные системы (ПДС) на основе полиакриламида (ПАА), глинистой суспензии, коллоидно-дисперсионных систем, волокнисто-дисперсных систем, гелеобразующих композиций на основе кремнийорганических соединений, силикатов натрия и других водоизолирующих материалов [4-7, 9]. В научно-технической литературе широко освещены методы, основанные на образовании гелей и осадков при нагнетании в пласт жидкого стекла, производных кремниевой кислоты и других гелеобразующих реагентов [4, 5, 7].

Вторая группа включает методы, основанные на нагнетании реагентов, направленные на регулирование фильтрационных параметров пород, изменение смачиваемости и снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз. В данную группу могут быть включены методы обработки ПЗП, снижающие фильтрационные сопротивления для притока нефти: нагнетание кислот, гидрофобизаторов, физическое воздействие виброволновыми, акустическими, магнитными и другими способами [4, 5, 8–10].

Третья группа представлена комплексными методами, объединяющими технологии, основанные на способах интенсификации притока из нефтенасыщенных интервалов, на регулировании фильтрационных параметров пород и физико-химических свойств пластовых жидкостей в ПЗП [1, 2, 7, 10].

На рисунке представлена классификация физикохимических методов интенсификации добычи нефти по характеру воздействия на пласт.

Для повышения качества выработки запасов нефти в условиях завершающей стадии разработки месторождений (высокая обводненность скважин и сложная геолого-физическая характеристика коллекторов) эффективно применяются комбинированные технологии ИДН, направленные на увеличение охвата ПЗП воздействием и на регулирование фильтрационных параметров пород и физико-химических параметров пластовых жидкостей в ПЗП. При этом необходимо учитывать, что обработка должна быть селективной, т. е. рецептура растворов рабочих жидкостей, направленных на блокировку водонасыщенных фильтрационных каналов, должна быть нефтерастворимой, чтобы предотвратить искусственную кольматацию невовлеченных в процесс дренирования интервалов ПЗП и нефтенасыщенных участков пласта. Также необходимо обеспечить максимальный охват ПЗП воздействием по толщине и глубокое проникновение кислотной композиции в пласт с целью увеличения диаметра фильтрационных каналов в низкопроницаемых нефтенасыщенных участках ПЗП и обеспечения наиболее полного удаления из обработанных кислотной композицией интервалов продуктов реакции.

Учитывая то, что значительное количество нефтегазовых месторождений Российской Федерации находятся на завершающих стадиях разработки либо на стадии падающей добычи, вопросы повышения качества выработки запасов и снижения обводненности добываемой продукции являются одними из наиболее важных и требующих системного подхода к их решению.

Представленная в статье классификация МИДН основана на одном из наиболее важных аспектов применения технологий ИДН – механизме взаимодействия рабочих растворов с пластовой системой. Детализация и распределение технологий по данной классификации позволят производственным компаниям систематизировать технологии в зависимости от способов и конкретных целей воздействия на пласт. Такой подход обеспечит составление программы проведения ГТМ во взаимосвязи параметров пластовой системы и возможностей способов воздействия на ПЗП.

В настоящее время в связи с отсутствием открытого сотрудничества в научно-технической сфере между недропользователями отсутствуют классификации и сводные программы, объединяющие в себе накопившийся опыт применения технологий воздействия на ПЗП. По мнению авторов, такое сотрудничество позволит повысить эффективность применения технологий воздействия на ПЗП и, следовательно, обеспечит высокое качество выработки запасов нефти.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ибрагимов Н.Г., Мусабиров М.Х., Яртиев А.Ф. Эффективность комплекса технологий стимуляции скважин в ОАО "Татнефть" // Нефт. хоз-во. – 2014. – № 7. – С. 43–52. 2. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / А.Г. Телин, Т.А. Исмагилов, В.В. Смыков [и др.] // Нефт. хоз-во. – 2001. – № 8. – С. 69–74.

3. Zakaria A.S., Nasr-El-Din H.A. A Novel Polymer-Assisted Emulsified-Acid System Improves the Efficiency of Carbonate Matrix Acidizing // Society of Petroleum Engineers. – SPE J. – 2016. – Vol. 21. – № 3. – doi:10.2118/173711-PA.

4. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 285 с. 5. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, М.М. Кабиров, Р.Г. Ханнанов. – Казань: Центр инновационных технологий, 2008. – 304 с. 6. Глушенко В.А., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5 т. – Т. 4. Кислотная обработка скважин / под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт наука, 2010. – 703 с. 7. Наукоемкие технологии добычи нефти / А.А. Газизов, А.Ш. Газизов, С.А. Богданова. – Казань: Центр инновационных технологий, 2014. – 392 с.

Хисамов Р.С., Орлов Г.А., Мусабиров М.Х. Концепция развития и рационального применения соляно-кислотных обработок скважин // Нефт. хоз-во. – 2003. – № 4. – С. 44–47.
 О закачке ПДС в карбонатные коллектора на опытном

участке Балкановского месторождения / Ш.А. Гафаров, А.Ш. Газизов, М.М. Кабиров, В.Г. Султанов // Сб. научных трудов "Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений". – Уфа: УГНТУ, 1999. – С. 27–33.

10. Xie X., Weiss W. W., Tong Z.J., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation // Society of Petroleum Engineers. – SPE J. – 2005. – Vol. 10. – № 3. – doi:10.2118/89424-PA.

#### LITERATURA

1. Ibragimov N.G., Musabirov M.Kh., Yartiev A.F. Effektivnost' kompleksa tekhnologiy stimulyatsii skvazhin v OAO "Tatneft'" // Neft. khoz-vo. – 2014. – № 7. – S. 43–52.

2. Kompleksnyy podkhod k uvelicheniyu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorakh / A.G. Telin, T.A. Icmagilov, V.V. Smykov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2001. – № 8. – S. 69–74.

3. Zakaria A.S., Nasr-El-Din H.A. A Novel Polymer-Assisted Emulsified-Acid System Improves the Efficiency of Carbonate Matrix Acidizing // Society of Petroleum Engineers. – SPE J. – 2016. – Vol. 21. – № 3. – doi:10.2118/173711-PA.

4. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Povyshenie effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na osnove ogranicheniya dvizheniya vod v plastakh. – M.: Nedra, 1999. – 285 s.

 Intensifikatsiya dobychi nefti v oslozhnennykh usloviyakh /A.Sh. Gazizov, A.A. Gazizov, M.M. Kabirov, R.G. Khannanov. – Kazan': Tsentr innovatsionnykh tekhnologiy, 2008. – 304 s.
 Glushenko V.A., Silin M.A. Neftepromyslovaya khimiya: Izd. v 5 t. – T. 4. Kislotnaya obrabotka skvazhin / pod red. I.T. Mishchenko. – M.: Interkontakt nauka, 2010. – 703 s.
 Naukoemkie tekhnologii dobychi nefti / A.A. Gazizov, A.Sh. Gazizov, S.A. Bogdanova. – Kazan': Tsentr innovatsion-

nykh tekhnologiy, 2014. – 392 s. 8. Khisamov R.S., Orlov G.A., Musabirov M.Kh. Kontseptsiya razvitiya i ratsional'nogo primeneniya solyano-kislotnykh obrabotok skvazhin // Neft. khoz-vo. – 2003. – № 4. – S. 44–47. 9. O zakachke PDS v karbonatnye kollektora na opytnom uchastke Balkanovskogo mestorozhdeniya / Sh.A. Gafarov, A.Sh. Ga-

zizov, M.M. Kabirov, V.G. Sultanov // Sb. nauchnykh trudov "Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy". – Ufa: UGNTU, 1999. – S. 27–33.

10. Xie X., Weiss W. W., Tong Z.J., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation // Society of Petroleum Engineers. – SPE J. – 2005. – Vol. 10. – № 3. – doi:10.2118/89424-PA. УДК 622.276

## РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

#### Д.А. Мартюшев

(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Карбонатные отложения Соликамской депрессии представляют собой промышленные скопления углеводородов преимущественно на участках пористых, кавернозных и трещиноватых фаменско-турнейских отложений. Седиментация и вторичные преобразования оказали существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Высокая неоднородность карбонатных отложений оказывает значительное влияние на процесс разработки залежи. Так, возможными причинами снижения продуктивности скважин в процессе эксплуатации могут быть отключение трещинной составляющей коллектора при снижении забойного и пластового давлений, наличие сложной гидродинамической связи между пластами по системе трещин.

В связи с этим возникает актуальная проблема контроля за процессом разработки и эксплуатации скважин. Одними из значимых параметров, мониторинг которых необходимо проводить, являются относительная емкость и раскрытость естественных трещин [1–7]. В этой связи возрастает роль гидродинамических исследований (кривая восстановления давления), которые позволяют получать большой объем информации по каждой скважине в течение всего срока ее эксплуатации.

Для оценки трещиноватости применяется метод гидродинамических исследований скважин (ГДИ), основанный на модели Уоррена – Рута, которая дает качественную и достоверную информацию [8, 9].

В своей модели Уоррен и Рут ввели три ключевых параметра, характеризующих коллекторы с естественной трещиноватостью:

• относительная емкость трещин ω – отношение количества флюида, содержащегося в трещинах, к общему объему флюида, заполняющего коллек-

тор (1 – все флюиды аккумулированы в трещинах; 0 – отсутствие флюида в трещинах);

 коэффициент внутрипорового перетока λ, который является мерой неоднородности системы трещины – матричные поры и количества флюида, перетекающего из матрицы в трещины и наоборот (1 – пласт однороден; 10<sup>-3</sup> – интенсивный переток между трещинами и матрицей; 10<sup>-9</sup> – слабый переток между системами);

• точка (время) перегиба  $t_{\text{пер.}}$  – определяется из графика зависимости депрессии на пласт от логарифма времени, истекшего с момента закрытия скважины на устье [10].

Разница между опережающей и запаздывающей параллельными линиями зависит от относительной емкости трещин, а период неустановившегося давления между опережающей и запаздывающей линиями будет функцией коэффициента перетока между областями пласта. Наклон параллельных линий является прямой функцией фильтрационной характеристики системы трещин, не зависящей от межзерновой пористости.

Степень трещиноватости каждого участка продуктивного пласта может повлиять на оцениваемое значение  $\omega$ ; следовательно, испытание пласта в разных скважинах может дать разные значения  $\omega$  этого пласта [11, 12].

В данной работе рассматриваются фаменско-турнейские отложения месторождений (Гагаринского, Маговского, Юрчукского, Озерного), находящихся на территории Соликамской депрессии. В табл. 1 показано число кривых восстановления давления (КВД), которые обработаны методом Уоррена – Рута в период с 01.2005 г. по 09.2014 г.

В расчет брались только те КВД, на которых четко выделялись две параллельные линии и точка перегиба, необходимые для дальнейшей обработки методом Уоррена – Рута.

Γ.,	- م			. 1
ы	n	ни.	112	1 1

	Тионнци і
Месторождение	Число КВД
Гагаринское	18
Маговское	14
Юрчукское	19
Озерное	54
Итого:	105

На рис. 1 представлена зависимость коэффициента продуктивности  $K_{\text{прод.}}$  от времени перегиба. Из графика



Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017

на рис. 1 видно, что чем меньше время перегиба между двумя параллельными линиями, тем выше  $K_{\rm прод}$ , это связано с тем, что не произошло частичного или полного смыкания естественных трещин и, вследствие этого, не возникают потери давления в призабойной зоне скважин.

Одним из технологических параметров работы скважины, который будет влиять на раскрытость трещин и ее фильтрационные характеристики, является динамика забойного давления  $P_{_{346}}$ . Со снижением забойного давления происходит смыкание естественных трещин, что в приводит к снижению  $K_{_{прод}}$ , в дальнейшем еще при достижении критического забойного давления могут произойти полное смыкание трещин и практически полное прекращение притока в скважину [13–15]. Вследствие смыкания трещин уменьшается общая емкость трещин и увеличивается время перетока жидкости между трещинами и матрицей, что ведет к значительному снижению  $K_{_{прод}}$ . Полученные зависимости, представленные на рис. 2, 3 и в табл. 2, показывают, что снижение забойного давления на карбонатных от-





ложениях месторождений Соликамской депрессии приводит к существенному уменьшению емкости трещин и снижению коэффициента продуктивности, могут быть использованы для оперативной оценки параметров трещиноватости и К<sub>поод</sub> без проведения ГДИ.

Таблица 2

Месторож-	$K_{\text{прод.}} = f(t_{\text{пер.}})$		$K_{\text{прод.}} = f(t_{\text{пер.}}) \qquad K_{\text{прод.}} = f(W)$		$W = f(P_{3a6.}/P_{III.0})$		
дение	Зависи- мость	<b>R</b> <sup>2</sup>	Зависи- мость	<b>R</b> <sup>2</sup>	Зависи- мость	<b>R</b> <sup>2</sup>	
Гагаринское	-0,03+7,98	0,88	18,71+0,49	0,85	0,61–0,089	0,86	
Маговское	-0,04+9,06	0,89	27,38+0,198	0,83	0,57–0,16	0,73	
Юрчукское	-0,03+8,34	0,88	37,25–1,77	0,88	0,62-0,091	0,87	
Озерное	-0,027+7,16	0,90	16,6-0,82	0,88	0,77–0,108	0,85	

При вводе новых добывающих скважин на месторождениях Соликамской депрессии и при разработке вновь вводимых месторождений для прогноза динамики относительной емкости трещин и  $K_{\text{прод.}}$  возможно использование следующих формул:

$$\begin{split} K_{\text{прод.}} &= -0,0267 \cdot t_{\text{пер.}} + 6,9; \quad R^2 = 0,85; \\ K_{\text{прод.}} &= 14,606 \cdot W + 0,09; \quad R^2 = 0,88; \\ W &= 0,68 \cdot P_{\text{заб.}} / P_{\text{пл}_0} - 0,095; \quad R^2 = 0,84. \end{split}$$

Таким образом, зная забойное давление по добывающим скважинам, дренирующим турнейско-фаменские отложения месторождений Соликамской депрессии, используя формулы, можно оперативно оценить относительную емкость трещин и  $K_{прод.}$  в любой момент времени без привлечения данных ГДИ, в реальном времени отслеживать динамику изменения трещиноватости и своевременно применять меры по регулированию эксплуатации скважин и процессу разработки залежи в целом.

Полученные данные о трещиноватости (емкость и раскрытость) можно своевременного вносить в 3D геолого-гидродинамическую модель и получать достоверные прогнозные расчеты, что, соответственно, может привести к увеличению добычи и коэффициенту извлечения нефти.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, Т.С. Ладейщикова, Н.П. Горланов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 32–38.

2. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988. – 150 с. 3. Слизовский В.А., Спасибко В.Д., Мелкомуков В.В. Геологическая модель турнейско-фаменских отложений со сложным строением полостного пространства // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2004. – № 4. – С. 19–21.

4. Трутнева М.А. Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Кряжевского месторождения по результатам гидродинамических исследований // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2005. – № 6. – С. 39–43.

5. Крыганов П.В., Колеватов А.А., Вольпин С.Г. Оценка проницаемости и степени участия продуктивного пласта в процессе фильтрации // Бурение и нефть. – 2012. – № 2. – С. 26–28.

6. Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И., Дурникин В.И. Комплексная оценка трещиноватости пород-коллекторов передовых складок Урала // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 7. – С. 54–66.

7. Гладков Е.А. О полигенной природе формирования углеводородсодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 16–19.

8. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральского краевого прогиба // Нефт. хоз-во. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

9. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12.

10. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties: 2nd ed. – Elsevier, 2004. – 889 p.

11. Kim T., Schechter D. Estimation of Fracture Porosity of Naturally Fractured Reservoirs With No Matrix Porosity Using Fractal Discrete Fracture Networks. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering // SPE reserv eval eng. – 2009. – Vol. 12. –  $N \ge 2. - Pp. 232-242.$ 

12. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir – The Najmah-Sargelu of West Kuwait / O. Fonta, H. Al-Ajmi, N. Verma, S. Matar, V. Divry, H. Al-Qallaf. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering // SPE reserver eval eng. – 2007. – Vol. 10. - Ne 6. – Pp. 695–710.

13. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В., Антоненко А.А., Красильникова Н.Б. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин // Нефт. хоз-во. – 2013. – № 4. – С. 40–43.

14. Карманов А.Ю. Оценка эффективности бурения новых скважин турнейско-фаменского объекта Маговского месторождения // Вестник ПНИПУ. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 73–88.

15. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or Fractures. SPE Reservoir Evaluation & Engineering – SPE reserv eval eng. / M. Abbaszadeh, K. Asakawa, H. Cinco-Ley, N. Arihara. – 2000. – Vol. 3. – № 5. – Pp. 426–434.

#### LITERATURA

1. Otsenka vliyaniya estestvennoy treshchinovatosti kollektora na dinamiku produktivnosti dobyvayushchikh skvazhin Ozernogo mestorozhdeniya / V.A. Mordvinov, D.A. Martyushev, T.S. Ladeyshchikova, N.P. Gorlanov // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2015. – № 14. – S. 32–38.

2. Viktorin V.D. Vliyanie osobennostey karbonatnykh kollektorov na effektivnost' razrabotki neftyanykh zalezhey. – M.: Nedra, 1988. – 150 s.

3. Slizovskiy V.A., Spasibko V.D., Melkomukov V.V. Geologicheskaya model' turneysko-famenskikh otlozheniy so slozhnym stroeniem polostnogo prostranstva // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. -2004. - N = 4. - S. 19-21.

4. Trutneva M.A. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv porod-kollektorov Kryazhevskogo mestorozhdeniya po rezul'tatam gidrodinamicheskikh issledovaniy // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. -2005. - N = 6. - S. 39-43.

 Kryganov P.V., Kolevatov A.A., Vol'pin S.G. Otsenka pronitsaemosti i stepeni uchastiya produktivnogo plasta v protsesse fil'tratsii // Burenie i neft'. – 2012. – № 2. – S. 26–28.
 Sirotenko L.V., Sirotenko O.I., Durnikin V.I. Kompleksnaya otsenka treshchinovatosti porod-kollektorov peredovykh skladok

Senka tresneninovatosti poroa-kottektorov pereaovykn skladok Urala // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2012. –  $N_2$  7. – S. 54–66.

 Gladkov E.A. O poligennoy prirode formirovaniya uglevodorodsoderzhashchikh treshchinovato-kavernoznykh karbonatnykh kollektorov // Burenie i neft'. – 2011. – № 10. – S. 16–19.
 Cherepanov S.S., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonat-

nykh kollektorov mestorozhdeniy Predural'skogo kraevogo progiba // Neft. khoz-vo. – 2013. –  $N \ge 3. - S. 62-65.$ 

9. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovatosti karbonatnykh zalezhey metodom Uorrena – Ruta s ispol'zovaniem dannykh seysmofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoy zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya) // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2015. – N = 14. - S. 6-12.10. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties: 2nd ed. – Elsevier, 2004. – 889 p.

11. Kim T., Schechter D. Estimation of Fracture Porosity of Naturally Fractured Reservoirs With No Matrix Porosity Using Fractal Discrete Fracture Networks. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering // SPE reserv eval eng. – 2009. – Vol. 12. –  $N \ge 2. - Pp. 232-242.$ 

12. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir – The Najmah-Sargelu of West Kuwait / O. Fonta, H. Al-Ajmi, N. Verma, S. Matar, V. Divry, H. Al-Qallaf. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering // SPE reserv eval eng. – 2007. – Vol. 10. –  $N \ge 6$ . – Pp. 695–710. 13. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V., Antonenko A.A., Krasil'nikova N.B. Eksperimental'no-analiticheskie issledovaniya izmeneniya treshchinnoy pronitsaemosti vsledstvie smykaniya treshchin // Neft. khoz-vo. – 2013. –  $N \ge 4$ . – S. 40–43. 14. Karmanov A.Yu. Otsenka effektivnosti bureniya novykh skvazhin turneysko-famenskogo ob''ekta Magovskogo mestorozhdeniya // Vestnik PNIPU. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2012. –  $N \ge 3$ . – S. 73–88. 15. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or

15. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or Fractures. SPE Reservoir Evaluation & Engineering – SPE reserv eval eng. / M. Abbaszadeh, K. Asakawa, H. Cinco-Ley, N. Arihara. – 2000. – Vol. 3. –  $N^{\circ}$  5. – Pp. 426–434.

УДК 553.981

## ПРОСТРАНСТВЕННАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ VII ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАРАДАГ В СВЯЗИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

#### А.А. Фейзуллаев<sup>1</sup>, А.Г. Годжаев<sup>2</sup>, Г.Г. Исмайлова<sup>1</sup>

(Институт геологии и геофизики Национальной Академии наук Азербайджана<sup>1</sup>, Управление эксплуатации газовых хранилищ ПО "Азнефть" Государственной нефтяной компании Азербайджана<sup>2</sup>)

#### Введение

Опыт изучения особенностей геологического строения нефтегазовых месторождений, имеющих важное значение при создании подземных хранилищ газа (ПХГ), показал, что при всем их разнообразии в тектоническом, литологическом и гидрогеологическом отношениях все они характеризуются пространственной макро- и микронеоднородностью продуктивного пласта [1–6].

Неоднородность пласта в нефтегазопромысловой геологии проявляется пространственной изменчивостью его вещественного состава и литолого-физических свойств: гранулометрического состава, пористости, проницаемости, карбонатности, удельного электрического сопротивления, структуры и текстуры порового пространства, нефте- и водонасыщенности и др. [6].

Анализ физических свойств коллекторов как лабораторными, так и промыслово-геофизическими методами показывает, что даже мощные пласты песчаников, на первый взгляд однородные, существенно меняют свои свойства по площади и разрезу [6, 7].

Упрощенный подход, основанный на представлениях о резервуаре как однородном геологическом объекте, приводит к неверному выбору системы разработки, резкому увеличению обводненности продукции, снижению нефтеотдачи пластов [8–10].

Выяснение геологических причин формирования неоднородностей является сложной научной задачей, решение которой может способствовать более эффек-







РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



состава ( $\Phi_{_{nec}}/\Phi_{_{_{CR}}}$ ) и содержания карбонатного цемента

тивной эксплуатации месторождения и ПХГ, создаваемых в истощенных нефтегазовых залежах [6, 11].

В связи с вышеизложенным, целью данной статьи является анализ изменения литофациальных и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) VII горизонта продуктивной толщи (ПТ – нижний плиоцен) газоконденсатного месторождения Гарадаг, используемого в качестве объекта ПХГ, и влияние этого фактора на режим его эксплуатации.

#### Методическая основа исследований

Анализ изменения ФЕС пород VII горизонта ПТ газоконденсатного месторождения Гарадаг выполнен по данным исследования более 90 образцов керна скважин.

Кроме того, для анализа закономерностей изменения эффективной толщины горизонта использованы геофизические данные по примерно 40 скважинам.

Коэффициент песчанистости продуктивного пласта, показывающий соотношение коллекторов и неколлекторов в общем объеме эксплуатационного объекта, определялся по отношению эффективной толщины горизонта к его общей толщине [12]:

$$K_{\text{nec.}} = \frac{H_{3\phi.}}{H_{0\phi.}},$$

где *H*<sub>эф.</sub> – эффективная толщина пласта;

*H*<sub>обш</sub> – общая толщина пласта.

Обработка данных и соответствующие графические построения проводились с использованием стандартных компьютерных программ (главным образом Excel, а также PhotoPaint).

#### Результаты исследований

Макронеоднородность VII горизонта ПТ проявляется в существенном изменении значений эффективной толщины от 11 м (скв. 207) до 87 м (скв. 105) [13]. Согласно построенной карте (рис. 1) в пространстве эффективная толщина VII горизонта закономерно увеличивается с запада-северо-запада на восток-юго-восток.

Вычисленные значения коэффициента песчанистости VII горизонта также изменяются в широких пределах: от 0,14 (скв. 207) до 0,73 (скв. 150 и 160), указывая на его значительную литологическую неоднородность. Характер изменения значений этого параметра по площади (рис. 2) хорошо согласуется с изменением эффективной толщины горизонта (см. рис. 1).

Как показал проведенный анализ, литологическая неоднородность VII горизонта ПТ находит свое отражение на продуктивности и фазовом состоянии углеводородов (табл. 1 и 2).

Таблица 1

#### Начальные среднесуточные дебиты нефти и газа скважин, характеризующихся различными значениями К<sub>ите</sub>

Скважина	K <sub>nec.</sub>	Начальные среднесуточные дебиты		
		Нефти, т	Газа, тыс. м <sup>3</sup>	
230	0,150,25	1012	_	
143	0,550,65	112	32	
202	>0,65	234	55	

*Микронеоднородность* VII горизонта ПТ проявляется в изменении ФЕС пород в широких пределах: пористости – от 3,3 до 24,5 %; проницаемости – от 0,4 до 527 мД; карбонатности – 5...35,6 %. Характер изменения значений этих параметров приведен на рис. 3.

Анализ приведенных на рис. З карт показал на резко дифференцированный характер изменения в пространстве петрофизических параметров, как в целом истощенного продуктивного VII горизонта ПТ, так и его части, используемой для подземного хранения газа.

Неоднородность горизонта проявляется и в изменении гранулометрического состава пород коллектора, что хорошо иллюстрирует отношение песчаной фракции (< 0,1 мм) к глинистой фракции (> 0,01 мм), значения которого колеблются в широких пределах (от 0,8 до 10,4) с тенденцией уменьшения значений (увеличение глинистой фракции) с увеличением глубины залегания горизонта.

Для оценки роли литофациального состава (по параметру  $\Phi_{\rm nec}/\Phi_{\rm глин}$ ) и содержания карбонатного цемента на изменчивость ФЕС пород были построены соответствующие графики зависимости, которые приведены на рис. 4.

Как следует из графиков, нет очевидной зависимости ФЕС пород от их литофациального состава. В то же время можно утверждать о заметном влиянии содержания карбонатного цемента на ФЕС пород. Это влияние отражается тенденцией снижения пористости и прони-

Таблица 2

Начальные значения газоконденсатного фактора и выхода конденсата в скважинах, характеризующихся различными значениями K<sub>пос</sub>

Скважина	K <sub>nec.</sub>	Начальные параметры		Ф	ЕС пород
		Газоконденсатный фак- тор, м <sup>3</sup> /т	Выход конденсата, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД
140	0,150,25	7631	131	4,2	3,1
120	0,550,65	7000	143	12,5	118
105	>0,65	5225	191	14,2	105

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1/2017

Таблица 3

Скважин	а Интервал времени между замерами, мес	Общее падение давления, атм	Падение давления за месяц, атм	Проницаемость, мД
70	15,0	73,8	4,9	50,1
134	14,8	65,5	4,4	30,6
132	15,7	52,2	3,3	105
182	15,7	52,1	3,1	203

Зависимость темпа падения давления в скважине от проницаемости пород

цаемости с увеличением содержания карбонатного цемента, причем наиболее контрастно (особенно для проницаемости) это происходит при превышении содержания карбонатного цемента 15...17 %.

Изменчивость в пространстве ФЕС пород находит свое определенное отражение на количестве и качестве газоконденсатной продукции скважин (см. табл. 2), а также на темпе падения пластовых температур в процессе разработки газоконденсатной залежи (табл. 3).

#### Заключение

Проведенные исследования комплекса петрофизических параметров продуктивного VII горизонта ПТ месторождения/ПХГ Гарадаг позволили выявить ее пространственную макро- и микронеоднородность, проявляющуюся значительной изменчивостью в пространстве эффективной толщины горизонта, его песчанистости, гранулометрического состава, пористости, проницаемости и карбонатности пород.

Установлено, что одним из основных факторов, существенно влияющим на ФЕС пород горизонта, является содержание карбонатного цемента. При этом пороговым значением содержания карбонатного цемента, выше которого наблюдается резкое ухудшение ФЕС пород (особенно контрастно проницаемости), является 15...17 %.

Обосновано влияние изменчивости в пространстве песчанистости и ФЕС пород на режим функционирования скважин, учет которого может существенно повысить эффективность эксплуатации ПХГ Гарадаг.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Семин Е.И. Геологическая неоднородность пластов и некоторые способы ее изучения // Тр. ВНИИ. – 1962. – Вып. 34. – С. 3–43.

2. Обухов О.К. Изучение выдержанности коллектора в связи с его неоднородностью для целей разработки месторождений // Тр. КФ ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1964. – Вып. 14.

3. Дементьев Л.Ф. О понятии "геологическая неоднородность продуктивных пластов" и методах ее изучения // Тр. Пермского филиала Гипровостокнефти. – Вып. 1. – Пермь: Пермское книжн. изд-во, 1965.

4. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – 288 с. 5. Hewett T.A., Behrens R.A. Conditional simulation of reservoir heterogeneity with fractals // SPE Form. Eval.  $-1990. - N \ge 5.-$  Pp. 217–225.

6. Пулькина Н.Э., Зимина С.В. Изучение неоднородности продуктивных пластов. – Томск: Изд-во Томского политехнич. ун-та, 2012. – 79 с.

7. Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 334 с.

8. Белозёров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Изв. Томского политехнич. ун-та. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 123–130.

9. Кочнева О.Е., Седунова А.П. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения // Вестник Перм. ун-та. Сер. Геология. – 2013. – № 32. – С. 87–93.

10. Мусихин А.Д. Литология и прогноз пространственного распространения пород-коллекторов фаменских нефтегазоносных отложений восточной части Центрально-Хорейверского уступа: Автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016.

11. Семенов Е.О. Особенности формирования и оценка коллекторских и экранирующих свойств терригенных пород при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах: Автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010.

12. Геологическая неоднородность // Справочник по геологии GEOLIB.NET, 2014. – URL: http://www.geolib.net/oilgasgeology/geologicheskaya-neodnorodnost.html

13. Подсчет подземных запасов нефти и газа по месторождениям Азербайджана. Раздел III: Подсчет подземных запасов нефти и газа по месторождению Карадаг по состоянию на 01.01.1962. – Баку: АзНИИ ДН, 1964. – 649 с.

#### LITERATURA

1. Semin E.I. Geologicheskaya neodnorodnosť plastov i nekotorye sposoby ee izucheniya // Tr. VNII. – 1962. – Vyp. 34. – C. 3–43.

 Obukhov O.K. Izuchenie vyderzhannosti kollektora v svyazi s ego neodnorodnosť yu dlya tseley razrabotki mestorozhdeniy // Tr. KF VNII. – M.: Gostoptekhizdat, 1964. – Vyp. 14.
 Dement'ev L.F. O ponyatii "geologicheskaya neodnorodnost' produktivnykh plastov" i metodakh ee izucheniya // Tr. Permskogo filiala Giprovostoknefti. – Vyp. 1. – Perm': Permskoe knizhn. izd-vo, 1965.

4. Borisov Yu.P., Voinov V.V., Ryabinina Z.K. Vliyanie neodnorodnosti plastov na razrabotku neftyanykh mestorozhdeniy. – M.: Nedra, 1970. – 288 c. 5. Hewett T.A., Behrens R.A. Conditional simulation of reservoir heterogeneity with fractals // SPE Form. Eval.  $-1990. - N \ge 5.-$  Pp. 217–225.

6. Pul'kina N.E., Zimina S.V. Izuchenie neodnorodnosti produktivnykh plastov. – Tomsk: Izd-vo Tomskogo politekhnich. un-ta, 2012. – 79 s.

7. Melik-Pashaev V.S. Geologiya, razvedka i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. – M.: Nedra, 1979. – 334 s.

 8. Belozerov V.B. Vliyanie fatsial'noy neodnorodnosti terrigennykh kollektorov na razrabotku zalezhey uglevodorodov // Izv. Tomskogo politekhnich. un-ta. – 2011. – T. 319. – № 1. – C. 123–130.
 9. Kochneva O.E., Sedunova A.P. Vliyanie geologicheskoy neodnorodnosti kollektorov famensko-turneyskogo plasta na protsess izvlecheniya nefti Un'vinskogo mestorozhdeniya // Vestnik Perm. un-ta. Ser. Geologiya. – 2013. – № 32. – C. 87–93.
 10. Mwikhin A.D. Liteleina i prograze prostructurento program.

10. Musikhin A.D. Litologiya i prognoz prostranstvennogo

rasprostraneniya porod-kollektorov famenskikh neftegazonosnykh otlozheniy vostochnoy chasti Tsentral'no-Khoreyverskogo ustupa: Avtoref. dis. ... kand. geol.-miner. nauk. – M.: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2016.

11. Semenov E.O. Osobennosti formirovaniya i otsenka kollektorskikh i ekraniruyushchikh svoystv terrigennykh porod pri sozdanii podzemnykh khranilishch gaza v vodonosnykh plastakh: Avtoref. dis. ... kand. geol.-miner. nauk. – M.: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2010.

12. Geologicheskaya neodnorodnost' // Spravochnik po geologii GEOLIB.NET, 2014. – URL: http://www.geolib.net/oilgasgeology/geologicheskaya-neodnorodnost.html

13. Podschet podzemnykh zapasov nefti i gaza po mestorozhdeniyam Azerbaydzhana. Razdel III: Podschet podzemnykh zapasov nefti i gaza po mestorozhdeniyu Karadag po sostoyaniyu na 01.01.1962. – Baku: AzNII DN, 1964. – 649 s.

# 🖻 Вы не забыли оформить подписку?

# Уважаемые руководители предприятий и организаций, фирм и компаний, инженерно-технические и научные работники!

### В 2017 г. ОАО "ВНИИОЭНГ" продолжает издание журнала "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений".

В журнале освещаются наиболее важные научные и научно-производственные проблемы поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений, в том числе методики геологических и геофизических исследований, комплексной оценки нефтегазоносности территорий и локальных объектов, геолого-экономического районирования, подсчета запасов, прогнозирования нетрадиционных ловушек. Освещаются также вопросы управления геолого-разведочной отраслью в новых условиях, правового и финансового регулирования пользования недрами, сотрудничества с иностранными компаниями в области освоения нефтегазовых ресурсов. Публикуются официальные документы Минтопэнерго и Правительства России по этим проблемам.

Значительное место отведено вопросам оценки степени влияния основных геологофизических факторов на технологические показатели разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, анализу эффективности различных систем поддержания и регулирования пластового давления, рационального размещения скважин, интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых, сильно неоднородных, а также глиносодержащих коллекторов.

Освещаются вопросы состояния и тенденций в развитии тепловых, физико-химических, газовых, микробиологических и волновых методов повышения нефтеотдачи как в России, так и за рубежом.

Подписная цена на журнал (включая НДС 10 %) составляет:

на 6 мес. – 9240-00 руб., на 12 мес. – 15444-00 руб.

По вопросам подписки обращаться по телефону: 8 (495) 332-06-15. Телефоны редакции: 8 (495) 332-00-35, 332-00-49, факс: 8 (495) 331-68-77. •

•

#### УДК 553.98(571.1)

#### ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В ПРЕДЕЛАХ ТОДЫТТЗОТИНСКОЙ ВПАДИНЫ СЕВЕРА ЗАПАД-НОЙ СИБИРИ С ЦЕЛЬЮ ПОСТАНОВКИ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ (с. 4)

Бородкин В.Н.<sup>1, 2</sup>, Курчиков А.Р.<sup>1</sup>, Самитова В.И.<sup>1</sup>, Недосекин А.С.<sup>3</sup>, Лукашов А.В.<sup>3</sup>, Смирнов О.А.<sup>3</sup>

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука (ЗСФ ИНГГ СО РАН)<sup>1</sup>

625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, тел.: (345) 246-58-27, тел./факс: (345) 246-56-02, e-mail: niigig@tmnsc.ru;

**ФГБОУ ВО "Тюменский индустриальный университет"** 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 38;

#### ООО "ИНГЕОСЕРВИС"<sup>3</sup>.

На основании выполненной сейсмогеологической корреляции приводится дифференцированное строение клиноформ БП<sub>16</sub>Ач<sub>16</sub> и БП<sub>14-15</sub>Ач<sub>15</sub> ачимовской толщи в пределах Тодыттзотинской впадины, выделена серия перспективных объектов, на которые даются рекомендации на проведение поисково-оценочных работ.

Ключевые слова: Западная Сибирь; клиноформа; отражающий горизонт; перспективный объект; рекомендуемые скважины.

УДК 553.98(262.81+470.47)

#### ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ СЛАБООСВОЕННЫХ УЧАСТКОВ АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ (с. 16)

Дорофеев Никита Владимирович, Бочкарев Анатолий Владимирович, Филиппова Полина Борисовна, Талдыкин Сергей Александрович, Осипова Юлия Сергеевна, Ананьева Евгения Владимировна

#### ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"

127055, Россия, г. Москва, Покровский бульвар, 3, тел.: (495) 983-22-86, (495) 620-21-06, факс: (495) 983-21-41, e-mail: LUKOIL-Engin@lukoil.com, Anatoly.Bochkarev@Lukoil.com

Промышленная значимость слабоизученной территории акватории Среднего Каспия, непосредственно прилегающей к берегу Калмыкии, и геологические риски ее освоения оценены, исходя из преимущественной продуктивности отложений, сложного неоднородного тектонического строения и дифференцированного подхода к оценке потенциальных возможностей, находящихся в принципиально разных структурных условиях каждого структурного элемента рассмотренной территории. Такой подход позволяет предупредить значительный финансовый ущерб недропользователей от бурения непродуктивных скважин, уйти от потери времени на их проводку в сложных горно-геологических условиях и сосредоточить усилия на реально перспективных на нефть и газ территориях. Комплексная предлицензионная оценка слабоизученной территории позволила выделить из восьми рассмотренных один перспективный (западное продолжение Центрально-Ракушечного вала) и два малоперспективных (структуры Северо-Ракушечного вала и Маныч-Даргинского прогиба) участка. Остальные участки отнесены по структурным особенностям и условиям формирования залежей УВ к бесперспективным территориям (Джанайско-Южно-Бузачинской депрессия, Лаганский прогиб, западное погружение Южно-Ракушечного вала, южный моноклинальный склон кряжа Карпинского).

Ключевые слова: оцениваемая территория; оценка ресурсов; геологические риски; перспективность; геологическое строение; условия формирования залежей.

УДК 550.84

#### ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА СЛАНЦЕВЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТОЛЩ (НА ПРИМЕРЕ ХАДУМСКОЙ СВИТЫ ПРЕДКАВКАЗЬЯ) (с. 24)

Керимов Вагиф Юнусович<sup>1</sup>, Яндарбиев Нурдин Шамаевич<sup>2</sup>, Бондарев Александр Владимирович<sup>1</sup>, Мустаев Рустам Наильевич<sup>1</sup>, Дмитриевский Станислав Сергеевич<sup>1</sup>

**РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина**<sup>1</sup> 119991, Россия, г. Москва, Ленинский просп., 65, e-mail: r.mustaev@mail.ru;

#### МГУ им. М.В. Ломоносова<sup>2</sup>.

Статья посвящена оценке содержания органического углерода сланцевых низкопроницаемых толщ на примере хадумской свиты Предкавказья, являющейся перспективной осадочной формацией для обнаружения "сланцевых" УВ на территории России. Нетрадиционные ресурсы УВ в сланцевых низкопроницаемых толшах связаны с областями развития недозрелых "богатых" и "очень богатых" потенциально нефтематеринских пород, находящихся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования или на подступах к ней. Для достоверной оценки генерационного потенциала материнской породы необходимо учитывать, что эти породы в процессе катагенеза и генерации УВ утрачивают часть своего начального содержания ТОС. И чем больше различий между современными значениями ТОС и начальным, тем больше зрелость материнской породы. Зная современные значения содержания ОВ в материнской породе, водородный индекс, степень преобразованности ОВ и значение S<sub>1</sub>, можно рассчитать начальные значения ТОС и HI.

Ключевые слова: органический углерод; хадумская свита; катагенез.

#### УДК 553.98(571.1)(-17)

#### О ПЕРСПЕКТИВАХ ОТКРЫТИЯ КРУПНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В БЕРРИАС-ВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА (с. 31)

Пенягин П.В.<sup>1</sup>, Стовбун Ю.А.<sup>1</sup>, Грибова И.С.<sup>2</sup>, Куликов Т.Д.<sup>1</sup>

#### ООО "Недра-Консалт"1

625014, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 252, корп. 1, тел.: (3452) 53-24-76, e-mail: stovbunya@nedraconsult.ru;

#### АО "НПЦ "Недра"<sup>2</sup>

150000, Россия, г. Ярославль, ул. Свободы, 8/38, тел.: (4852) 72-81-01, факс: (4852) 32-84-71, e-mail: nedra@rusgeology.ru

К настоящему времени на территории Гыданской НГО опоискованы все подготовленные сейсморазведкой крупные структурные ловушки, однако большинство из выявленных месторождений относится к классам мелких и средних по запасам. Слабоизученными остаются берриас-валанжинский и нижне-среднеюрский перспективные нефтегазоносные комплексы, вскрытые единичными глубокими скважинами. В статье изложены результаты комплексного анализа особенностей геологического строения Гыданской НГО, переобработки архивных сейсмических материалов, а также новой геолого-геофизической информации, полученной при бурении параметрической скважины 130. В нижнемеловых отложениях Гыданского свода выделены перспективные ловушки, сделана оценка ресурсов УВ, что позволило рассматривать этот объект как первоочередной для выявления новой крупной зоны нефтегазоносности.

Ключевые слова: поисковые работы; месторождение; залежь; интерпретация; сейсморазведка; структура; ресурсы; ачимовская толща.

#### УДК 622.276:(553.982.2+553.983)

#### ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В СВЯЗИ С ЕЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРО-ЕНИЕМ И ПЛАСТОВЫМИ УСЛОВИЯМИ (НА ПРИ-МЕРЕ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО И САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ) (с. 38)

Немова Варвара Дмитриевна<sup>1</sup>, Панченко Иван Владимирович<sup>1</sup>, Ильин Владимир Сергеевич<sup>2</sup>, Смирнова Мария Евгеньевна<sup>1</sup>

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ "ВНИГНИ")<sup>1</sup> 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, тел.: (495) 673-17-03, e-mail: nemova@vnigni.ru;

тел.: (495) 792-35-37, факс: (495) 792-35-38, e-mail: ilyin@mimgo.ru В статье описаны основные аспекты изучения и разработки отложений баженовской свиты. Проведен краткий обзор истории изучения баженовской свиты. Рассмотрены геологические строение и литология данной толщи, а также геохимические характеристики и особенности распределения УВ в ней. Проведен анализ истории эксплуатации Средне-Назымского и Салымского месторождений. Изучены феномены восстановления дебитов и пластовых давлений высокодебитных скважин в ходе многолетней разработки за счет расхода пластовой энергии хорошо дренируемых зон с термобарической точки зрения. Выявлена связь показателя удельной продуктивности скважин и пластовой температуры. Расмотрены существующие и перспективные подходы к разработке и методам увеличения нефтеотдачи баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита; сланцевая нефть; разработка месторождений; литология; стратиграфия; коллектор нефти.

#### УДК 553.98.061.15

#### АВТОКОЛЕБАТЕЛЬНЫЙ ХАРАКТЕР ФЛЮИДОДИ-НАМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОСАДОЧНОГО БАССЕЙ-НА В ЗОНЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИКАСПИЯ (с. 45)

Дмитриевский Анатолий Николаевич<sup>1</sup>, Каракин Андрей Владимирович<sup>1</sup>, Повещенко Юрий Андреевич<sup>2, 3</sup>, Казакевич Григорий Ильич<sup>4</sup>

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)<sup>1</sup> 119333, Россия, г. Москва, ул. Губкина, 3,

e-mail: A.Dmitrievsky@IPNG.ru, avkarakin@gmail.ru;

#### Институт прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН<sup>2</sup>

125047, Россия, г. Москва, Миусская пл., 4, e-mail: hecon@mail.ru;

#### НИЯУ МИФИ<sup>3</sup>

115409, Россия, г. Москва, Каширское шоссе, 31, e-mail: hecon@mail.ru;

#### Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН<sup>4</sup>

117997, Россия, г. Москва, Нахимовский просп., 36, e-mail: gkazakevich@yandex.ru

В работе излагаются результаты численного моделирования флюидодинамического режима осадочного бассейна Восточного борта Прикаспийской низменности и Астраханского карбонатного массива. Исследуется движение флюидов в подсолевых слоях, залегающих на больших глубинах и имеющих достаточно сложную структуру. Непроницаемые экраны расположены на разных уровнях и имеют ограниченные размеры. Фильтрующиеся с глубины углеводороды на некоторое время могут накапливаться на разных уровнях, и затем они переходят на более высокий уровень. В результате образуются гигантские газоконденсатные месторождения в тех местах, где складываются наиболее благоприятные условия для скопления углеводородов. Показано, что процессы накопления и оттока углеводородов реализуются в автоколебательном режиме.

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения; численное моделирование; флюидодинамика; автоколебательный режим; геологическая структура.

#### УДК 622.276.63

#### КЛАССИФИКАЦИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО МЕХАНИЗМУ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТОВУЮ СИСТЕМУ (с. 50)

Зейгман Юрий Вениаминович<sup>1</sup>, Сергеев Виталий Вячеславович<sup>2</sup>, Аюпов Радмир Рамильевич<sup>3</sup>

ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет"<sup>1</sup> e-mail: jvzeigman@gmail.com;

ООО "ВИ-ЭНЕРДЖИ", Фонд "Сколково"<sup>2</sup>

143026, Россия, г. Москва, территория ИЦ "Сколково", ул. Малевича, 1, e-mail: vsmyn23@gmail.com;

#### АО "РИТЭК"<sup>3</sup>

115035, Россия, г. Москва, ул. Б. Ордынка, 3, e-mail: rayupov@ritek.ru

В статье раскрыты результаты анализа опыта применения соляно-кислотных обработок призабойных зон в карбонатных и терригенных пластах нефтегазовых месторождений, находяшихся в разработке длительное время. Определены основные причины низкой эффективности проведения геолого-технических мероприятий по обработке призабойных зон пласта составами, интенсифицирующими добычу нефти в условиях высокой выработанности запасов пластов. Представлена классификация физико-химических методов интенсификации добычи нефти по механизму воздействия на пластовую систему. Проведена детализация разработанной классификации по технологиям воздействия на призабойные зоны пласта, позволяющая системно анализировать новейшие разработки в области интенсификации добычи нефти и выстраивать программный подход к подбору геолого-технических мероприятий для скважин.

Ключевые слова: классификация методов воздействия; пластовая система; соляно-кислотная обработка; призабойная зона пласта; комплексные технологии.

#### УДК 622.276

#### РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВА-ЖИН КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (с. 54)

#### Мартюшев Дмитрий Александрович

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ)

614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский просп., 29, тел./факс: (342) 219-82-50, e-mail: martyushevd@inbox.ru

В данной статье обработаны кривые восстановления давления (КВД) карбонатных коллекторов по 4 месторождениям Соликамской депрессии (Пермский край). Обработка КВД проводилась методикой Уоррена – Рута, и были определены основные характеристики естественных трещин: раскрытость трещин и относительная их емкость. Построены зависимости динамики коэффициента продуктивности от изменения относительной емкости трещин и забойного давления по месторождениям. По результатам полученных зависимостей возможно оперативно оценить относительную емкость трещин и  $K_{\rm прод.}$  в любой момент времени без привлечения данных гидродинамических исследований, в реальном времени отслеживать динамику изменения трещиноватости и своевременно применять меры по регулированию эксплуатации скважин и процессу разработки залежи в целом.

Ключевые слова: карбонатный коллектор; коэффициент продуктивности скважин; относительная емкость трещин; гидродинамические исследования скважин; забойное давление.

#### УДК 553.981

#### ПРОСТРАНСТВЕННАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ КОЛ-ЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ VII ГОРИЗОНТА МЕСТО-РОЖДЕНИЯ ГАРАДАГ В СВЯЗИ С ИСПОЛЬЗОВАНИ-ЕМ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА (с. 57)

Фейзуллаев Акпер Акпер оглы<sup>1</sup>, Годжаев Араз Гидайат оглы<sup>2</sup>, Исмайлова Гюльхар Гаджи кызы<sup>1</sup>

#### Институт геологии и геофизики Национальной Академии наук Азербайджана (НАНА)<sup>1</sup>

AZ 1143, Азербайджан, г. Баку, просп. Г. Джавида, 119, тел.: (99412) 510-56-20, факс: (99412) 49752-85, e-mail: fakper@gmail.com; gulkhar@rambler.ru;

#### Управление эксплуатации газовых хранилищ ПО "Азнефть" Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР)<sup>2</sup>

AZ 1033, Азербайджан, г. Баку, ул. А. Нейматулла, 105, тел.: (99412) 521-00-00,

e-mail: araz.qocayev@socar.az

В статье на основании анализа литофациальных и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) VII горизонта продуктивной толщи (ПТ–нижний плиоцен) газоконденсатного месторождения Гарадаг, используемого для подземного хранения газа (ПХГ), выявлена его макро- и микронеоднородность, проявляющаяся значительной изменчивостью в пространстве эффективной толщины горизонта, песчанистости, гранулометрического состава, пористости, проницаемости и карбонатности пород. Установлено, что одним из основных факторов, существенно влияющим на ФЕС пород горизонта, является содержание карбонатного цемента, превышающее 15...17 %. Обосновано влияние изменчивости в пространстве песчанистости и ФЕС пород на режим функционирования скважин, учет которого может существенно повысить эффективность эксплуатации ПХГ Гарадаг.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение; подземное газохранилище; Гарадаг; фильтрационно-емкостные свойства пород; пространственная неоднородность; скважина; продуктивность.

#### UDC 553.98(571.1)

#### CHARACTERISTICS OF GEOLOGICAL STRUCTURE OF ACHIMOV SEQUENCE DEPOSITS WITHIN TODYTTZOTINSKY DEPRESSION IN THE NORTH-WESTERN SIBERIA IN ORDER TO START EXPLORA-TION-EVALUATION SURVEY (p. 4)

Borodkin V.N.<sup>1, 2</sup>, Kurchikov A.R<sup>1</sup>, Samitova V.I.<sup>1</sup>, Nedosekin A.S.<sup>3</sup>, Lukashov A.V.<sup>3</sup>, Smirnov O.A.<sup>3</sup>

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, the West-Siberian branch, RAS (IPGG, WSB SO RAS)<sup>1</sup>

56, Volodarsky str., 625000, Tyumen, Russian Federation, tel.: (345) 246-58-27, tel./fax: (345) 246-56-02, e-mail: niigig@tmnsc.ru;

#### Industrial University of Tyumen<sup>2</sup>

38, Volodarsky str., 625000, Tyumen, Russian Federation;

#### LLC "INGEOSERVICE"<sup>3</sup>.

Based on the data of seismic-geological correlation, the differentiated structure of  $BP_{16}Ach_{16}$  and  $BP_{14-15}Ach_{15}$  clinoforms of Achimovsky sequence within Todyttzotinsky depression is presented, a series of promising areas which are forwarded by recommendation on carrying out survey and assessment work is highlighted.

**Keywords**: Western Siberia; clinoform; reflecting horizon; promising area; recommended wells.

#### UDC 553.98(262.81+470.47)

#### DIFFERENTIATION OF PROSPECTIVENESS OF POORLY EXPLORED AREAS OF THE MIDDLE CASPIAN SEA (p. 16)

Dorofeev Nikita Vladimirovich, Bochkarev Anatoly Vladimirovich, Filippova Polina Borisovna, Taldykin Sergey Alexandrovich, Osipova Yulia Sergeevna, Ananieva Evgenia Vladimirovna

#### LLC "LUKOIL-Engineering"

3, Pokrovsky boulevard, Moscow, 127055, Russian Federation, tel.: (495) 983-22-86, (495) 620-21-06, fax: (495) 983-21-41, e-mail: LUKOIL-Engin@lukoil.com, Anatoly.Bochkarev@Lukoil.com

Industrial importance of poorly studied territory of the Middle Caspian Sea waters, directly adjacent to the coast of Kalmykia, and the geological risks of its development are assessed on the basis of the deposits predominant productivity, complex heterogeneous tectonic structure and differentiated approach to the assessment of the potential of any structural element of the considered territory that is located in fundamentally different structural conditions. This approach helps to prevent significant financial losses of the subsoil users from drilling dry wells, not to waste time on their drilling in difficult geological conditions and to focus on the territories really promising for oil and gas. Complex pre-licensing assessment of the poorly studied area made it possible to identify one, out of the eight considered, promising (the western continuation of the Central-Rakushechnoe swell) and two unpromising (structures of North-Rakushechnoe swell and Manych-Darginsky trough) areas. The remaining areas classified by structural features and conditions of formation of hydrocarbon deposits are referred to unpromising areas (Dzhanaysko-South Buzachinskiy depression, Lagansky trough, western dipping of South-Rakushechnoe swell, the southern monocline slope of Karpinsky ridge).

**Keywords**: assessed area; resources evaluation; geological risks; prospects; geological structure; deposits formation conditions.

UDC 550.84

#### EVALUATION OF ORGANIC CARBON CONTENT OF LOW PERMEABILITY SHALE STRATA (ON THE EXAMPLE OF THE PRE-CAUCASUS KHADUM SUITE) (p. 24)

Kerimov Vagif Yunusovich<sup>1</sup>, Yandarbiev Nurdin Shamaevich<sup>2</sup>, Bondarev Alexander Vladimirovich<sup>1</sup>, Mustaev Rustam Nailevich<sup>1</sup>, Dmitrievsky Stanislav Sergeevich<sup>1</sup>

**Gubkin Russian State University of Oil and Gas**<sup>1</sup> 65, Leninsky prosp., 119991, Moscow, Russian Federation, e-mail: r.mustaev@mail.ru;

#### Lomonosov Moscow State University<sup>2</sup>.

The article is devoted to the assessment of organic carbon content of low-permeable shale strata on the example of Pre-Caucasus Khadum suite, being a promising sedimentary formation to detect "shale" HC in Russia. Unconventional hydrocarbon resources in low-permeable shale strata are associated with the areas of development of immature potentially "rich" and "very rich" source rocks that are at the initial stage of the main phase of oil accumulation or on the approaches to it. For a reliable assessment of the source rocks generation potential it should be taken into consideration that these rocks during katagenesis and hydrocarbons generation lose some part of their initial content of TOC. And the more are the differences between modern and original TOC values, the greater is the source rock maturity. Knowing the current value of the content of organic matter (OM) in the source rock, hydrogen index, degree of OM transformation and S, value it is possible to calculate TOC and HI initial values.

Keywords: organic carbon; Khadum suite; katagenesis.

#### *UDC 553.98(571.1)(-17)*

#### PROSPECTS OF IDENTIFICATION OF A LARGE AREA OF PETROLEUM POTENTIAL IN BERRIASIAN-VALANGINIAN SEDIMENTS OF GYDANSKY PENINSULA (p. 31)

Penyagin P.V.<sup>1</sup>, Stovbun Yu.A.<sup>1</sup>, Gribova I.S.<sup>2</sup>, Kulikov T.D.<sup>1</sup>

#### LLC "Nedra-Consult"<sup>1</sup>

252, bld. 1, Respublika str., Tyumen, 625014, Russian Federation,

tel.: (3452) 53-24-76, e-mail: stovbunya@nedraconsult.ru;

#### JSC "SPC "Nedra"<sup>2</sup>

8/38, Svoboda str., Yaroslavl, 150000, Russian Federation, tel.: (4852) 72-81-01, fax: (4852) 32-84-71, e-mail: nedra@rusgeology.ru

By now all large structural traps in Gydansky oil- and gasbearing territory, that have undergone seismic survey, have already been explored. However, the majority of the identified oil and gas fields refer to small and average ones judging by their reserves. Berriasian-Valanginian and Lower-Middle Jurassic promising oil- and gas-bearing areas, drilled by single deep wells, remain poorly studied. The article presents the results of comprehensive analysis of some specific features of geological structure of Gydansky oil- and gas-bearing territory, repeated processing of archive seismic survey data as well as new geological-geophysical information, got when drilling parametric well No 130. Promising traps are detected in Low-Cretaceous sediments of Gydansky dome, evaluation of their hydrocarbon reserves is made, thus allowing to consider the object as the urgent one where a new large oil- and gas-bearing area should be identified.

**Keywords**: exploration activities; oilfield; deposit; interpretation; seismic survey; structure; resources; Achimovsky sequence.

#### UDC 622.276:(553.982.2+553.983)

#### REVIEW OF THE RESULTS OF BAZHENOV SUITE DEVELOPMENT IN CONNECTION WITH ITS GEO-LOGICAL STRUCTURE AND RESERVOIR CONDI-TIONS (ON THE EXAMPLE OF MID-NAZYM AND SALYM FIELDS) (p. 38)

Nemova Varvara Dmitrievna<sup>1</sup>, Panchenko Ivan Vladimirovich<sup>1</sup>, Il'in Vladimir Sergeevich<sup>2</sup>, Smirmova Maria Evgenievna<sup>1</sup>

# Russian Research Geological Petroleum Institute (FGBU "VNIGNI")<sup>1</sup>

36, Entusiastov shosse, Moscow, 105118, Russian Federation, tel.: (495) 673-17-03, e-mail: nemova@vnigni.ru;

# CJSC "Modeling and Monitoring of Geological Object" named after V.A. Dvurechensky (CJSC "MiMGO")<sup>2</sup>

21, Entusiastov shosse, Moscow, 111123, Russian Federation, tel.: (495) 792-35-37, fax: (495) 792-35-38, e-mail: ilyin@mimgo.ru

This article describes the main aspects of study and development of Bazhenov suite sediments. Brief overview of Bazhenov suite research history is done. Considered The geological structure and lithology of the sequence as well as geochemical characteristics and hydrocarbons distribution features in it are discussed. Conducted Exploitation history of Mid-Nazym and Salym deposits is analyzed. The phenomena of recovery of flow-rates and highly-productive wells' reservoir pressure in the course of manyyear development due to the reservoir energy of well-drained areas from a thermobaric point of view are studied. The relation between the wells' specific productivity index and the reservoir temperature is identified. The current and perspective approaches to the development and the methods of enhanced oil recovery of Bazhenov suite are considered. **Keywords**: Bazhenov suite; shale oil; fields development; lithology; stratigraphy; oil reservoir.

UDC 553.98.061.15

#### SELF-OSCILLATING NATURE OF FLUID DYNAMIC MODE OF A SEDIMENTARY BASIN IN THE AREA OF THE PRE-CASPIAN FIELDS LOCATION (p. 45)

Dmitrievsky Anatoly Nikolaevich<sup>1</sup>, Karakin Andrey Vladimirovich<sup>1</sup>, Poveshchenko Yury Andreevich<sup>2,3</sup>, Kazakevich Gregory Il'ich<sup>4</sup>

Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS)<sup>1</sup>

3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation, e-mail: A.Dmitrievsky@IPNG.ru, avkarakin@gmail.ru;

M.V. Keldysh Institute of Applied Mathematics RAS<sup>2</sup>

4, Miusskaya ploschad, Moscow, 125047, Russian Federation, e-mail: hecon@mail.ru;

# National Nuclear Research University "Moscow Engineering Physics Institute"<sup>3</sup>

31, Kashirskoye shosse, Moscow, 115409, Russian Federation, e-mail: hecon@mail.ru;

#### P.P. Shirshov Institute of Oceanology RAS<sup>4</sup>

36, Nakhimovsky prosp., Moscow, 117997, Russian Federation, e-mail: gkazakevich@yandex.ru

The paper presents the results of the numerical modeling of fluid dynamic mode of the sedimentary basin located in the Eastern board of the Pre-Caspian Lowland and Astrakhan giant carbonate deposit. The fluids flow of enough complex composition in sub-salt layers lying at big depths are studied. The impermeable barriers are located at different levels and have limited sizes. The going upward hydrocarbons retard on the lower cover for some time and then direct towards upper one. It results in formation of giant gas-condensate deposits in the areas with the most proper conditions of hydrocarbons accumulation. The processes of hydrocarbons accumulation and outflux have a self-oscillating mode.

**Keywords:** gas condensate deposits; numerical modeling; fluid dynamics; self-oscillating mode; geological structure.

#### UDC 622.276.63

#### CLASSIFICATION OF PHYSICO-CHEMICAL METHODS APPLIED TO STIMULATE OIL PRODUC-TION ACCORDING WITH THEIR EFFECT ON A FORMATION SYSTEM (p. 50)

Zeigman Yury Veniaminovich<sup>1</sup>, Sergeev Vitaly Vyacheslavovich<sup>2</sup>, Ayupov Radmir Ramilevich<sup>3</sup>

**Ufa State Oil Technical University**<sup>1</sup> e-mail: jvzeigman@gmail.com;

#### LLC "VI-ENERGY", Skolkovo Foundation<sup>2</sup>

1, Malevich str., Moscow, 143026, Russian Federation, Skolkovo Innovation Center, e-mail: vsmyn23@gmail.com;

#### JSC "RITEK"<sup>3</sup>

3, Bolshaya Ordynka str., Moscow, 115035, Russian Federation, e-mail: rayupov@ritek.ru

The article presents the results of the analysis of the experience obtained when using hydrochloric acid treatments of nearwells' bottom zones in carbonate and terrigenous reservoirs of oil and gas fields being in development for a long time. The main reasons for low efficiency of geological-technical measures used for wells' bottom zones treatment of formations by the compositions that stimulate oil production in conditions of the formations' reserves high depletion are determined. Classification of physicochemical methods of oil recovery enhancement by a mechanism of the impact on a formation system is presented. Detailing of the developed classification according with the technologies of stimulation of the wells' bottom zones of a formation system is conducted. The detailed classification allows the system analysis of the newest developments in the field of oil recovery enhancement as well as implementation of the program approach to the choice of geological-technical measures for wells.

**Keywords:** classification of methods of oil recovery enhancement; formation system; hydrochloric acid treatment; wells bottom zone of a formation; complex technologies.

#### UDC 622.276

#### DEVELOPMENT OF THE METHOD OF ON-LINE DETERMINATION OF PRODUCTION WELLS FLOW-RATES OF CARBONATE RESERVOIRS (p. 54)

#### **Martyushev Dmitriy Alexandrovich**

#### Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky prosp., Perm, 614990, Russian Federation, tel./fax: (342) 219-82-50,

e-mail: martyushevd@inbox.ru

This article presents the results of processing of carbonate reservoirs' pressure recovery curves (CPR), obtained from four fields of Solikamsk depression (Perm region). Warren – Root method was applied to process CPR and the following main characteristics of natural fractures were defined: fractures opening and their relative capacity. The dependences of the productivity factor dynamics on the change of fractures relative capacity and wells bottom pressure in the deposits were constructed. Based on the results of the obtained dependences it is possible to quickly evaluate the fractures' relative capacity and  $K_{\text{prod.}}$  without involving the data of hydrodynamic studies, to track on-line the fracturing changes dynamics and to timely take the measures, providing

control over operation of wells and fields development process in the whole.

**Keywords:** carbonate reservoir; coefficient of wells productivity; relative capacity of fractures; hydrodynamic studies of wells; wells bottom pressure.

#### UDC 553.981

#### SPATIAL HETEROGENEITY OF RESERVOIR CHARACTERISTICS OF HORIZON VII OF GARADAG FIELD DUE TO ITS USE AS GAS UNDERGROUND STORAGE (p. 57)

Feyzullayev Akper Akperovich<sup>1</sup>, Gojayev Araz Gidaiat<sup>2</sup>, Ismaylova Gyulhar Gajiyevna

Institute of Geology and Geophysics of the National Academy of Sciences of Azerbaijan<sup>1</sup> 119, Javid prosp., Baku, AZ 1143, Republic of Azerbaijan, tel.: (99412) 510-56-20, fax: (99412) 49752-85, e-mail: fakper@gmail.com; gulkhar@rambler.ru;

**Department of Gas Storage Operation of "Azneft" Production Department of the State Oil Company of Azerbaijan**<sup>2</sup> 105, A. Neimatulla str., Baku, AZ 1033, Republic of Azerbaijan, tel.: (99412) 521-00-00, e-mail: araz.gocayev@socar.az

Based on the analysis of litho-facial and VII horizon characteristics of productive sequence (productive sequence (PS-Lower Pliocene) of Garadag gas condensate field, used as an underground gas storage (UGS), the article identifies its macro- and micro-heterogeneity, manifested by considerable variability in the space of the effective thickness of the horizon, gross sand, granulometric composition, porosity, permeability and carbonate content of rocks. It is proved that one of the main factors significantly affecting characteristics of the horizon rocks is carbonate cement content greater than 15...17 %. The influence of spatial variability of gross sand and rocks characteristics on wells operational mode the accounting of which can significantly improve the efficiency of Garadag UGS operation is substantiated.

**Keywords:** gas-condensate field; gas underground storage; Garadag; reservoir characteristics; spatial heterogeneity; well; productivity.



# Уважаемые коллеги!

В период с 17 по 20 апреля 2017 г. в Москве в выставочном комплексе ЗАО "Экспоцентр" на Красной Пресне состоится **17-я Московская международная** выставка НЕФТЕГАЗ-2017 "Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса" одновременно с Национальным нефтегазовым форумом при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

Приглашаем Вас принять участие в самом значимом и авторитетном событии для профессионалов нефтегазовой индустрии России.

Будем рады приветствовать Вас в качестве участника международной выставки "НЕФТЕГАЗ-2017", а также ждем от Вас статьи по новым разработкам в сфере оборудования, технологий, материалов, экономики в НТЖ "Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса" и НЭЖ "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом", изд-во ОАО "ВНИИОЭНГ".

Контактная информация (участие в выставке, публикация в НТЖ): Тел.: (495)332 06 28 Ерусланова Елена Владимировна E-mail: eruslanova\_elena@vniioeng.ru; vniioeng@mcn.ru http://www.vniioeng.mcn.ru





# OAO "BHNNOЭHT"

Россия, 117420, г. Москва, ул. Наметкина, 14, корп. 2.

E-mail: vniioeng@vniioeng.ru www. vniioeng.mcn.ru