

УДК 553.98(470.13)

e-mail: ins@vnigri.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ МАЛОИЗУЧЕННЫХ РАЙОНОВ И НЕОЦЕНЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ КАК РЕЗУЛЬТАТ УТОЧНЕНИЯ СХЕМЫ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ (с. 4)

Прищепа Олег Михайлович,
Богацкий Владимир Иосифович

ФГУП ("ВНИГРИ")
"Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт"

191014, г. Санкт-Петербург, Литейный пр., 39,
тел.: (812) 273-43-83,
факс: (812) 275-57-56,
e-mail: ins@vnigri.ru

Проведённые комплексные обобщения фактического материала на основе геолого-геофизических исследований по Тимано-Печорскому осадочному бассейну, выполненных за последние 20 лет, в существенной мере изменили представления о его тектоническом районировании и перспективах нефтегазоносности малоизученных районов. К таким относятся в первую очередь северные и центральные районы Ижма-Печорской синеклизы с прилегающей Малоземельско-Колгуйевской моноклиной, характеризующиеся отсутствием собственных очагов генерации УВ и развитием прогибов, сложенных нижнеордовикскими и среднедевонскими терригенными образованиями, поднадвиговые структуры Урала и зоны внутренних частей впадин Предуральского прогиба, грабены Тиманской гряды, сложно построенные районы гряды Чернышева и Припайхойско-Южно-Приновоземельского прогиба.

В первом из них перспективы связаны с возможностью дальнейшей латеральной миграции в песчаниках нижнеордовикской формации из примыкающих районов Печоро-Колвинского авлакогена и в северной части из Западно-Колгуйевского прогиба, выявленного работами последних лет. В пределах поднадвиговых структур Урала и Предуральского и Предпайхойского прогибов перспективы связаны с недостаточно "жестким катагенезом" формаций и вероятностью значительной доли жидкой составляющей в его нефтегазоносных системах.

Ключевые слова: Тимано-Печорский осадочный бассейн; тектоническое районирование; нижнеордовикская формация песчаников; Западно-Колгуйевский прогиб; Коротаихинская впадина; Ижма-Печорская синеклиза; углеводородные системы.

PROSPECTS OF POORLY-STUDIED AREAS AND NON-EVALUATED STRATA OF TIMAN-PECHORA PROVINCE AS A RESULT OF CLARIFYING OF TECTONIC ZONING SCHEME

Prishepa Oleg Mikhailovich,
Bogatsky Vladimir Iosifovich

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI)

39, Liteiny ave., 191014, St. Petersburg, Russia,
phone: (812) 273-43-83,
fax: (812)275-57-56,

Compilation of data on Timan-Pechora sedimentary basin on the basis of geological and geophysical studies, made in the last 20 years, has significantly changed the view on its tectonic zoning and petroleum potential prospects of poorly-studied areas. These include, first of all, the northern and central areas of Izhma-Pechora syncline with adjacent Malozemelsk-Kolguevsk monocline, which are characterized by absence of hydrocarbon generation areas and development of troughs, presented by the Lower Ordovician and Middle Devonian terrigenous formations, subthrust structures of the Urals and the inner areas of depressions of Pre-Urals trough, grabens of Timan ridge, areas of complex structure of Chernyshev ridges and Pre-Pay-Khoy-South-Pre-Novozemelsk trough.

The prospects of Izhma-Pechora syncline and Malozemelsk-Kolguevsk monocline are associated with the possibility of lateral migration in sandstones of the Lower Ordovician formations from adjacent areas of the Pechora-Kolvinsky aulacogen and from West Kolguevsk trough in the northern part. Within the subthrust structures of the Urals and Pre-Urals and Pre-Pay-Khoy troughs prospects are associated with insufficiently "tough catagenesis" of formations and the probability of significant proportion of the liquid component in petroleum systems.

Key words: Timan-Pechora sedimentary basin; tectonic zoning, the Lower Ordovician sandstone formation; West Kolguevsk trough; Korotaiha depression; Izhma-Pechora syncline; hydrocarbon systems.

УДК 553.98 (571.1)

ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕРУТИНСКОЙ ВПАДИНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (с. 12)

Бородкин Владимир Николаевич¹,
Курчиков Аркадий Романович²,
Забоев Константин Олегович³,
Зарипов С.М.⁴,
Кокшаров Кирилл Евгеньевич⁵,
Мельников Антон Вячеславович⁶

ООО "Геология Резервуаров"¹
625026, г. Тюмень, ул. Одесская, 52а,
тел.: (3452) 20-07-02,
тел./ факс: (3452) 20-07-04,
e-mail: info@geores.ru;

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им.
А.А. Трофимука, Западно-Сибирский филиал (ЗСФ
ИНГГ СО РАН)²
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56,
тел.: (345) 246-58-27,
тел./факс: (345) 246-56-02,
e-mail: niigig@tmnsc.ru;

ОАО "Нижневартовскнефтегаз"³;
ЗАО "ГеотекХолдинг"⁴

119435, г. Москва, Большой Саввинский пер., 11,
тел.: (495) 580-78-82,
тел./факс: (495) 589-12-73,
e-mail: info@geotectechcom.ru;

ОАО "Сибирский научно-аналитический центр"⁵
625016, г. Тюмень, ул. Пермьякова, 46,
тел.: (3452) 35-67-98,
e-mail: kir87@mail.ru;

Тюменский государственный нефтегазовый университет (Тюм ГНГУ)⁶
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56,
тел./факс: (3452) 29-70-61,
e-mail: krasny_selkup@mail.ru

В статье на основании комплексного анализа геолого-геофизической информации и ресурсной базы углеводородов намечен оптимальный объем поисково-оценочного бурения в пределах Нерутинской впадины и сопредельных территорий.

Ключевые слова: ресурсы углеводородов; нефтегазовый комплекс; сейсмофацильный комплекс; перспективный объект; базисный горизонт; клиноформа; резервуар; проектная скважина; Нерутинская впадина.

CHARACTERISTIC OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS FOR OIL AND GAS CONTENT OF LOW CRETACEOUS DEPOSITS OF NERUTINSKY DEPRESSION AND ADJACENT TERRITORIES IN THE NORTH OF WEST SIBERIA

**Borodkin Vladimir Nikolaevich¹,
Kurchikov Arkady Romanovich²,
Zaboev Konstantin Olegovich³,
Zaripov S.M.⁴,
Koksharov Kirill Eugenievich⁵,
Melnikov Anton Vyacheslavovich⁶**

"Geology of Reservoirs, Ltd."¹
52a, Odesskaya str., 625026, Tyumen, Russia,
phone: (3452) 20-07-02,
phone/fax: (3452) 20-07-04,
e-mail: info@geores.ru;

A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, West Siberian affiliate²
56, Volodarsky str., 625000, Tyumen, Russia,
phone: (345) 246-58-27,
phone/fax: (345) 246-56-02,
e-mail: niigig@tmnsc.ru;

JSC "Nezhnevartovskneftgaz"³

CJSC "GeotecHolding"⁴
11, Bolshoi Savvinsky pereulok, 119435, Moscow, Russia,
phone: (495) 580-78-82,
phone/fax: (495) 589-12-73,
e-mail: info@geotectechcom.ru;

JSC "Siberian Scientific-Analytical Center"⁵
46, Permyakov str., 625016, Tyumen, Russia,
phone: (3452) 35-67-98,
e-mail: kir87@mail.ru;

Tyumen State Petroleum University⁶
56, Volodarsky str., 625016, Tyumen, Russia,
phone/fax: (3452) 29-70-61,
e-mail: krasny_selkup@mail.ru

The article plans optimal volume of prospecting-evaluating drilling activities within the limits of Nerutinsky depression and adjacent territories on the ground of complex analysis of geological-geophysical information and hydrocarbon resource base.

Key words: hydrocarbon resources; oil and gas bearing complex; seismic-facies complex; prospective object; key bed; cliniform; reservoir; project well; Nerutinsky depression.

УДК 553.98(261.26+470.1+481)

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕКТНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПАЛЕОРИФТОВЫХ СИСТЕМ ЗАПАДНОЙ АРКТИКИ (с. 22)

Шейн Всеволод Алексеевич

ООО "Газпром ВНИИГАЗ"
115583, г. Москва, а/я 130,
тел.: (498) 657-42-06,
e-mail: V_Shein@vniigaz.gazprom.ru

В пределах Западной Арктики выделены палеорифтовые системы (тафрогены): Баренцевская, Западно-Сибирская, Тимано-Печорская, Мезенская, Евразийская. Они состоят из палеорифтовых зон, отдельных палеорифтов. В процессе эволюции тафрогены испытали: дорифтовую, предрифтовую, рифтовую, эпирифтовую стадии развития. В эти стадии сформировались тектонические комплексы одноименного названия и связанные с ними нефтегазоносные, потенциально нефтегазоносные комплексы, отличающиеся набором формаций, условиями онтогенеза, типами ловушек для нефти и газа. На фактических материалах приведена характеристика тафрогенов и рифтовых зон в их пределах. Наибольшие перспективы нефтегазоносности связываются с эпирифтовым тектоническим комплексом Западно-Сибирского и Баренцевского тафрогенов, с рифтовым комплексом Тимано-Печорского тафрогена. В меньшей мере перспективны разрезы рифтового комплекса Западно-Сибирского и Баренцевского тафрогенов и эпирифтового – Тимано-Печорского тафрогена. В качестве потенциально-нефтегазоносных рассматриваются породы предрифтового и дорифтового комплексов Западно-Сибирского тафрогена, в разрезе которого возможны открытия небольших и средних по запасам месторождений.

Ключевые слова: палеорифты; палеорифтовые зоны; тафрогены; тектонические комплексы; перспективы нефтегазоносности.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS FOR OIL AND GAS CONTENT OF TECTONIC COMPLEXES OF PALEORIFT SYSTEMS IN WEST ARCTIC

Shein Vsevolod Alexeevich

"GazpromVNIIGAZ, Ltd."

PB 130, 115583, Moscow, Russia,
phone: (498) 657-42-06,
e-mail: V_Shein@vniigaz.gazprom.ru

Paleorift systems (taphrogenes), such as Batents, West Siberian, Timano-Pechora, Mezensky, Euro-Asian, are outlined within the limits of West Arctic. They consist of paleorift zones and separate paleorifts. Taphrogenes went through before-rift, pre-rift, rift and epi-rift stages of development during evolution. Tectonic complexes of the same name and associated oil and gas bearing complexes as well as potential oil and gas bearing complexes, differing by a set of formations, ontogeny conditions, types of oil and gas traps were formed during the above-mentioned stages. Characteristic of taphrogenes and rift zones within their limits, based on factual data, is submitted. Epi-rift tectonic complex of West Siberian and Barents taphrogenes, as well as rift complex of Timano-Pechora taphrogene are considered mostly prospective for oil and gas content availability, while sections of rift complex of West Siberian and Barents taphrogenes as well as Timano-Pechora epi-rift taphrogene are the least prospective for availability of oil and gas content. Rocks of pre-rift and before-rift complexes of West Siberian taphrogene the section of which provides possibility of discovery of deposits with small or average volume of hydrocarbons are looked upon as potentially oil and gas bearing.

Key words: paleorifts; paleorifts zones; taphrogenes; tectonic complexes; prospects for oil and gas content availability.

УДК 551.272:532.5

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ ОСВОЕНИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН (с. 36)

**Адиев Айрат Радикович¹,
Крючатов Дмитрий Николаевич²,
Рамазанов Айрат Шайхуллович³**

**ОАО Начно-производственная фирма "Геофизика"
(ОАО НПФ "Геофизика")¹**
450005, г. Уфа, ул. 8 Марта, 12,
тел.: (347) 228-81-73,
e-mail: adiev@npf-geofizika.ru;

ОАО "Когалымнефтегеофизика"²
628486, ХМАО-Югра, г. Когалым,
ул. Геофизиков, 4,
тел.: (34667) 4-45-39,
e-mail: company@kngf.org;

ГОУ ВПО "Башгосуниверситет"³
450074, г. Уфа, ул. З. Валиди, 32,
тел.: (347) 272-60-56,
e-mail: ramaz@geotec.ru

В статье описывается эффективная технология для гидродинамических исследований, которая легко вписывается в существующую практику освоения скважин свабированием, сокращает время задалживания скважины на исследование и обеспечивает достоверное определение гидродинамических параметров пластов.

Ключевые слова: гидродинамические исследования; параметры пласта; малодебитные скважины; кривые притока; скин-фактор.

NEW TECHNOLOGY FOR HYDRODYNAMIC RESERVOIR CHARACTERISTICS DETERMINATION IN MARGINAL WELLS DEVELOPMENT

**Adiev Airat Radikovich¹,
Kryuchatov Dmitry Nikolaevich²,
Ramazanov Airat Shaikhullovich³**

JSC "Scientific and Production Firm "Geofizika" (NPF "Geofizika")¹;
12, Vosmogo Marta str., 450005, Ufa
phone: (347) 228-81-73,
e-mail: adiev@npf-geofizika.ru;

JSC "Kogalymneftegeofizika"²;
4, Geofizikov str., 628486, Kogalym, Khanty-Mansi
autonomous territory – Yugra, Russia,
phone: (34667) 4-45-39,
e-mail: company@kngf.org;

Bashkir State University³
32, Z. Validi str., 450074, Ufa,
phone: (347) 272-60-56,
e-mail: ramaz@geotec.ru

The effective technology of hydrodynamic research is described in the article. This technology easily fits into existing practice of well development by swabbing, cuts time of backlog of well research and provides reliable determination of hydrodynamic reservoir characteristics.

Key words: hydrodynamic research; reservoir characteristics; marginal wells; inflow curves; skin-factor.

УДК 622.276.1/4.001.57

ДЕФОРМАЦИОННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ВТОРИЧНОЕ МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ РАЗРАБОТКИ (с. 41)

**Гладков Евгений Алексеевич^{1,2},
Гладкова Екатерина Евгеньевна¹**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет¹
634050, г. Томск, просп. Ленина, 30,
тел.: (3822) 79-18-72,
e-mail: gladkov1974@mail.ru;

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Томское отделение²
634021, г. Томск, Академический пр., 3.

В статье предлагается принципиально новый взгляд на основные проблемы, связанные с адаптацией трёхмерных цифровых геолого-технологических моделей. Рассмотрены деформационно-метасоматические преобразования и вто-

ричное минералообразование пород-коллекторов на всех этапах формирования и выработки залежей углеводородов. Авторы предлагают учитывать изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных отложений в процессе их разработки и создания трёхмерных цифровых геолого-технологических моделей.

Ключевые слова: фильтрационно-ёмкостные свойства; метасоматоз; вторичное минералообразование; деформационные процессы; относительная фазовая проницаемость.

DEFORMATIONAL-METASOMATIC TRANSFORMATION OF PRODUCTIVE DEPOSITS PERMEABILITY AND SECONDARY MINERAL FORMATION OF HYDROCARBON FIELDS DURING THEIR DEVELOPMENT

Gladkov Eugeny Alexeevich^{1,2},
Gladkova Ekaterina Eugenievna¹

National Research Tomsk Polytechnic University¹
30, Lenin prospect, 634050, Tomsk, Russia,
phone: (3822) 79-18-72,
e-mail: gladkov1974@mail.ru;

A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk Department²
3, Akademicheskoy proezd, 634021, Tomsk, Russia

Principally new approach to basic problems pertaining to adaptation of 3D digital geological-technological models is suggested in the article. Deformational-metasomatic transformations and secondary mineral formation of rock-collectors during all stages of generation and recovery of hydrocarbon deposits are considered. The authors suggest taking into account some change of productive deposits permeability during their development and creation of 3D digital geological-technological models.

Key words: permeability; metasomatoses; secondary mineral formation; deformational processes; relative phase permeability.

УДК 622.279:74

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОГЕННОГО СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ МОРСКОЙ ВОДЫ В ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ (КАЗАХСТАН) (с. 48)

Попов Сергей Николаевич

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
119333, г. Москва, ул. Губкина, 3,
тел.: (499) 135-71-81,
e-mail: popov@ipng.ru, serp78@mail.ru

При разработке нефтяных месторождений широко применяются методы интенсификации добычи сырья на основе системы поддержки пластового давления (ППД) с помощью закачки воды, при этом зачастую не проводится анализ совместимости закачиваемых и пластовых вод, в результате чего существует большая вероятность техногенного выпадения солей в пластовых условиях. В данной работе рассмотрено моделирование образования техногенных солеот-

ложений на примере закачки воды Каспийского моря в один из продуктивных пластов юрских отложений месторождения Жетыбай (Казахстан). Расчеты проведены на примере идеализированной модели, в которой работают одна нагнетательная и одна добывающая скважины. Показано изменение концентрации солей в воде добывающей скважины, а также распределение солей в виде твердой фазы, полученное после закачки морской воды. Полученные методические подходы можно использовать в дальнейшем для прогноза и предотвращения появления техногенных солеотложений при разработке конкретных месторождений нефти и газа на основе гидродинамических моделей.

Ключевые слова: техногенные солеотложения; морская вода; пластовая вода; совместимость вод; пористость; твердая фаза; численное моделирование.

NUMERICAL SIMULATION OF TECHNOGENIC SCALING DURING SEA WATER INJECTION INTO A PRODUCTIVE FORMATION WITH ZHETYBAI FIELD (KAZAKHSTAN) TAKEN AS AN EXAMPLE

Popov Sergei Nikolaevich

Oil and Gas Research Institute
3, Gubkin str., 119333, Moscow, Russia,
phone: (499) 135-71-81,
e-mail: popov@ipng.ru

While developing of oil fields some methods of raw materials enhanced recovery based on reservoir pressure maintenance by means of water injection are widely used. However, in many cases, compatibility analysis of injected and produced water is not carried out thus bringing possibility of technogenic salt precipitation. The paper considers simulation of technogenic scaling formation with injection of the Caspian Sea water into one of productive strata of Jurassic deposits of Zhetybai (Kazakhstan) field taken as an example. Some idealized model employing one injection and one production well served the example for carrying out calculations. The change of salt concentration in the production well water, as well as salts distribution in the form of a solid phase, obtained after the sea water injection are proved. Methodological approaches developed during the experiment, can be used later to predict and prevent appearance of technogenic scaling while developing of specific oil and gas fields on the basis of hydrodynamic models.

Key words: technogenic scaling; sea water; produced water; water compatibility; porosity; solid phase; numerical simulation.

УДК 551.241

ТРЕХКОМПОНЕТНЫЙ ГЕОАКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (с. 53)

Троянов Александр Кузьмич,
Иголкина Галина Валентиновна,
Астраханцев Юрий Геннадьевич,
Баженова Евгения Анатольевна

Институт геофизики УрО РАН
620016, г. Екатеринбург, ул. Амундсена, 100,

тел.: (343) 267-97-27,
факс : (343) 267-88-72,
e-mail: galinaigolkina@yandex.ru

Показано, что трехкомпонентный геоакустический каротаж позволяет решать задачи для контроля при разработке месторождений газа. Приведены примеры использования метода при выделении газонасыщенных пластов, обнаружении заколонных перетоков и изучении профиля притока в интервалах перфорации пласта на Уренгойском, Заполярном, Астраханском газоконденсатных месторождениях, а также в скв. 12 в Восточной Полтаве (Украина) и в СГ-7–Ен-Яхинской.

Ключевые слова: трехкомпонентный геоакустический каротаж; скважина; газонасыщенные пласты; газоконденсатные месторождения.

THREE-COMPONENT GEO-ACOUSTIC LOGGING FOR CHECKING OF GAS DEPOSITS DEVELOPMENT

**Troyanov Alexander Kuzmich,
Igolkina Galina Valentinovna,
Astrakhantsev Yuri Gennadievich,
Bazhenova Eugenia Anatolievna**

Institute of Geophysics of the Ural branch of Russian Academy of Sciences

100, Amundsen str., 620016, Ekaterinburg, Russia,
phone: (343) 267-97-27,
fax: (343) 267-88-72,
e-mail: galinaigolkina@yandex.ru

It is shown that three-component geo-acoustic logging allows solving problems of controlling gas deposit development. Some examples of the method application for identification of gas-saturated strata, detection of overflows behind the column and of inflow profile study in a strata perforation intervals in Urengoy, Polar and Astrakhan gas-condensate fields as well as in boreholes of Eastern Poltava-12 (the Ukraine) and in En-Yakhinskaya SD-7 are presented.

Key words: three-component geo-acoustic logging; borehole; gas-saturated strata; gas-condensate fields.

УДК 622.279.23/.4:622.691.24

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ЗАКАЧКИ ГАЗА ПО СКВАЖИНАМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОХРАНИЛИЩ (НА ПРИМЕРЕ УВЯЗОВСКОГО ПХГ) (с. 58)

**Алькин Виктор Анатольевич,
Исхаков Альберт Яковлевич,
Кан Вера Энсуновна**

ООО "Газпром ВНИИГАЗ"
115583, г. Москва, а/я 130,
тел.: (495) 355-92-06,
факс: (498) 657-96-05,

e-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru

Опыт эксплуатации ПХГ, созданных в водоносных пластах, показывает, что к концу отбора нередко происходит активное обводнение скважин. По некоторым ПХГ обводняется до 50 % эксплуатационного фонда, это приводит к увеличению нагрузки на оставшийся в эксплуатации фонд скважин. В условиях активного обводнения скважин основной задачей эксплуатации газохранилищ является обеспечение отбора запланированного объема газа и проектной производительности газохранилищ при пиковых нагрузках.

В таких сложных условиях работы ПХГ актуальной задачей является разработка оптимального режима эксплуатации отдельных скважин.

Во многом показатели сезона отбора газа зависят от эффективности режима закачки газа. В статье рассмотрены два способа определения объемов закачки газа и режима эксплуатации отдельных скважин ПХГ.

Ключевые слова: подземное хранилище газа; оптимальный режим эксплуатации ПХГ; обводнение скважин; поровый объем; отбор газа; газохранилище; водоносный пласт.

DETERMINATION OF OPTIMAL VOLUME OF GAS INJECTED INTO EACH WELL DURING OPERATION OF GAS STORAGE TANK FARMS

**Alkin Viktor Anatolievich,
Iskhakov Albert Yakovlevich,
Kan Vera Ensunovna**

"GazpromVNIIGAZ, Ltd."
PB 130, 115583, Moscow, Russia,
phone: (495) 355-92-06,
fax: (498) 657-96-05,
e-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru

Experience of operation of underground gas storage farms built in oil-bearing strata rather often witnesses active well water-flooding by the end of gas removal procedure. Water-flooding of some underground gas storage farms reaches up to 50 percent of operational well fund brining load increase on the rest of the wells being in operation. The general problem of gas storage farms operation in conditions of active water-flooding of wells appears provision of gas volume removal, planned beforehand, and project production rate of gas storage farms during maximum loading.

Development of optimal operational regime of some separate gas wells appears the actual problem which requires salvation in order to provide operation of gas storage farms in such complicated conditions.

Seasonal showings of gas removal mainly depend on efficiency of gas injection regime. The article considers two ways of determination of gas injection volume and operational mode of some separate wells of underground gas storage farms.

Key words: underground gas storage farms; optimal operational regime of underground gas storage farms; well water-flooding; porous volume; gas removal; gas storage farm; water-bearing strata.