

Министерство образования и науки РФ
ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

НЕФТЬ *и* ГАЗ

Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.

1 (127)

Январь — февраль 2018

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №77–14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Учредители журнала
Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный университет
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Ухтинский государственный технический университет
Альметьевский государственный нефтяной институт

Главный редактор В. В. Новосёлов

Редакционная коллегия

И. Ю. Быков, А. И. Владимиров, С. И. Грачев, А. Н. Дмитриев, В. В. Долгушин,
А. А. Емекеев, Ю. В. Зейман, Ю. Д. Земенков, И. Р. Кузеев, В. Г. Мартынов,
И. И. Нестеров, М. К. Рогачев, М. А. Силин, Н. Д. Цхадая, А. Е. Череповицын

Редактор — А. С. Коленникова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Включен в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ
ведущих рецензируемых научных журналов и изданий

Адрес редакции для корреспонденции: 625000, г. Тюмень, Володарского, 38,
для посетителей: г. Тюмень, Киевская, 52, офис 314, телефон 8(3452)283076,
<http://www.tyuiu.ru/oilgas>. E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

ISSN 0445–0108

Ministry of Education and Science of the Russian Federation

HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS

NEFT'GAZ

Published by Industrial University of Tyumen since 1997

1 (127)

January — February 2018

Registration Certificate of SMI PI №77–14120
Issued in December 9, 2002 by RF Ministry of Science and Publishing,
Broadcasting Activities and mass Communication Media

The Journal Promoters
Ministry of Education and Science of the Russian Federation
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological University
Ukhta State Engineering University
Almetievsk State Petroleum Institute

Editor-in-Chief V. V. Novoselov

Editorial Board

I. Yu. Bykov, A. I. Vladimirov, S. I. Grachev, A. N. Dmitriev, V. V. Dolgushin, A. A. Emekeev,
Yu. V. Zeigman, Yu. D. Zemenkov, I. R. Kuzeev, V. G. Martynov, I. I. Nesterov, M. K. Rogachev,
M. A. Silin, N. D. Tskhadaya, A. E. Cherepovicyn

Editor — A. S. Kolennikova
Editor, designer — N. V. Shuvaeva

Included in the RF Ministry of Education and Science SAC List
of leading reviewed scientific journals and publications

Editorial office address for correspondence: 625000, Tyumen, Volodarskogo St., 38,
for visitors: Tyumen, Kievskaya St., 52, office 314, phone: 8(3452)283076,
<http://www.tyuiu.ru/oilgas>. E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

Содержание
Contents

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа
Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

- Гильманова Н. В., Ливаев Р. З., Зыкова В. А., Драганчук О. А., Титов Ю. В.**
Gilmanova N. V., Livaev R. Z., Zikova V. A., Draganchuk O. A., Titov Yu. V.
Учет термобарических условий при определении подсчетных параметров цеолитсодержащих пород продуктивных отложений месторождений Большехетской впадины 6
Accounting thermobaric conditions when determining the counting parameters of zeolite-containing rocks of productive reservoirs of the Bolshekhetskaya depression fields
- Куркин А. А., Янкова Н. В., Кузнецов В. И., Стуликов С. К.**
Kurkin A. A., Yankova N. V., Kuznetsov V. I., Stulikov S. K.
Заглинизированная берриас-готеривская толща на Ямале и связанные с ней перспективные ловушки выклинивания 13
Berriasian-Hauterivian shale sequence and associated pinch-out trap prospects of the Yamal Peninsula
- Лазутин Н. К., Бешенцев В. А., Гудкова А. А.**
Lazutin N. K., Beshentsev V. A., Gudkova A. A.
Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Берегового нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона 22
Hydrogeological conditions of wastewater burial in the territory of the Beregovoye oil and gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region
- Мухидинов Ш. В., Беляков Е. О.**
Mukhidinov Sh. V., Belyakov E. O.
Привлечение результатов петрографического анализа шлифов при обосновании методики выделения коллекторов в условиях терригенных пород с вторичными процессами минералообразования (на примере одного из месторождений Восточной Сибири) 28
Involving the results of petrographic analysis of thin sections when justifying the methodology for isolating reservoirs in terrigenous rocks with secondary mineral formation processes (a study of one of the deposits in Eastern Siberia)
- Новиков Д. А.**
Novikov D. A.
О вертикальной гидродинамической зональности Ямало-Карской депрессии (северные районы Западной Сибири) 35
Vertical hydrodynamic zoning of the Yamal-Kara depression (northern areas of Western Siberia)
- Хабибуллин И. Л., Нигаметьянова Г. А.**
Khabibullin I. L., Nigametuanova G. A.
Термомеханическая модель определения устойчивости склонов криолитозоны 42
Thermomechanical model for determining the stability of the permafrost zone slopes

Бурение скважин и разработка месторождений
Drilling of wells and fields development

- Арсан Ш. А., Ягафаров А. К., Ваганов Ю. В.**
Arsan Sh. A., Yagafarov A. K., Vaganov Yu. V.
Подземные хранилища газа, общая классификация 48
General classification of Underground Gas Storages

Галикеев Р. М., Тайчинов Р. Р., Грачев С. И. <i>Galikeev R. M., Taychinov R. R., Grachev S. I.</i>	
Исследование защитных свойств втулок от внутренней коррозии сварных швов внутрипромысловых трубопроводов <i>Investigation of protective properties of sleeves from internal corrosion of welding sewings of infield pipelines</i>	53
Коваленко И. В., Сохошко С. К., Листойкин Д. А. <i>Kovalenko I. V., Sokhoshko S. K., Listoykin D. A.</i>	
Оценка влияния подстилающих вод на разработку пласта высоковязкой нефти ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения с помощью гидродинамических исследований скважин <i>Evaluation of the influence of the underlying waters for developing of heavy oil reservoir PK₁₋₃ of the Vostochno-Messoyakhskoye oil field by using well tests</i>	57
Парфирьев В. А., Палеев С. А., Закиров Н. Н., Ваганов Ю. В. <i>Parfiriyev V. A., Paleev S. A., Zakirov N. N., Vaganov Yu. V.</i>	
Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири <i>Multisalt biopolymer mud for well construction at fields with terrigenous reservoir in Eastern Siberia</i>	63
Фанк С. А., Саранча А. В. <i>Faiq S. A., Sarancha A. V.</i>	
Применение переменной проводимости поврежденной трещины и оптимизация <i>Performance of the variable conductivity damaged fracture and fracture optimization</i>	68
Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Филимонов О. В. <i>Habibullin M. Ya., Suleymanov R. I., Filimonov O. V.</i>	
Повышение долговечности буровых трехшарошечных долот <i>The increase in drilling durability of tricone bits</i>	74
Шипилова О. А., Шафиева С. В. <i>Shipilova O. A., Shafieva S. V.</i>	
Критериальный подход к расчетам длительной устойчивости стенок скважины <i>Criterial method of calculations of long-term stability of the borehole</i>	79
 <u>Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта</u> <i>Designing, construction and operation of pipeline transport system</i> 	
Волков Р. Е., Обухов А. Г., Терехова Н. В. <i>Volkov R. E., Obukhov A. G., Terekhova N. V.</i>	
Численные расчеты энергетических характеристик при моделировании выхода на стационарный режим искусственного торнадо <i>Numerical calculations of energy characteristics for simulation the steady-state output of an artificial tornado</i>	84
 <u>Машины, оборудование и обустройство промыслов</u> <i>Machinery, equipment and field construction</i> 	
Ковенский И. М., Малыш С. В., Поветкин В. В. <i>Kovenskiy I. M., Malyshev S. V., Povetkin V. V.</i>	
Структурные особенности процесса электролитического хромирования при восстановлении изношенных деталей <i>Structural peculiarities of the process of electrolytic chromium plating in restoration of worn parts</i>	92

Парфёнов В. Д., Закиров Н. В.
Parfenov V. D., Zakirov N. V.
**Формирование структуры нитридных покрытий, повышающих износостойкость
твердосплавных пластин** 97
Formation of the structure of nitride coatings increasing the wear resistance of carbide inserts

Перевощиков С. И.
Perevoschikov S. I.
**Адаптация приведенных характеристик нагнетателей природного газа
к техническому состоянию машин** 100
Adaptation of the given characteristics of natural gas blowers to the technical state of machines

Химия и технология переработки нефти и газа
Chemistry and technology of oil and gas processing

Глазунов А. М., Мозырев А. Г., Гуров Ю. П., Запорожан Д. В.
Glazunov A. M., Mozyrev A. G., Gurov Yu. P., Zaporozhan D. V.
Газовый конденсат как источник получения дизельного топлива 106
The gas condensate as the source of diesel fuel

Манжай В. Н., Кулышкина С. Г., Чеканцева Л. В., Ященко И. Г.
Manzhai V. N., Kulyshkina S. G., Chekantseva L. V., Yashchenko I. G.
Состав и структура высоковязких нефтей различных месторождений 112
Composition and structure of high-viscosity oils from various deposits

Чрезвычайные ситуации и проблемы экологии в нефтегазовой отрасли
Emergency situations and environmental problems in the oil and gas industry

Варехов А. Г., Смирнова В. О., Смирнов О. В., Воробьева С. В.
Varekhov A. G., Smirnova V. O., Smirnov O. V., Vorobjeva S. V.
**Контроль высокооктановых топлив и состава некоторых
электрообработанных растворов** 119
Control of high-octane fuel and composition of some electrotreated solutions

Двойникова А. В., Турнова М. Н.
Dvoynikova A. V., Turnova M. N.
**Исследование по разработке оборотной очистки сточной воды вахтового поселка
в результате комбинации магнитной и физической обработки
без применения активного хлора** 121
*A study on the development of recycling sewage treatment of shift camp as a result
of a combination of magnetic and physical treatment without usage of active chlorine*

*Информационные технологии, автоматизация и управление
в нефтегазовой отрасли*

Information technologies, automation and management in the oil and gas industry

Тугашова Л. Г., Гончаров А. А.
Tugashova L. G., Goncharov A. A.
**Управление процессом ректификации нефти с применением моделей процесса
и виртуальных анализаторов** 124
Management of oil rectification process by using of models of process and virtual analyzers

Рефераты 133
Abstracts

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

УДК 624.131.431.2:622.14(571.121)

УЧЕТ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ

ACCOUNTING THERMOBARIC CONDITIONS WHEN DETERMINING THE COUNTING PARAMETERS OF ZEOLITE-CONTAINING ROCKS OF PRODUCTIVE RESERVOIRS OF THE BOLSHEKHETSKAYA DEPRESSION FIELDS

Н. В. Гильманова, Р. З. Ливаев, В. А. Зыкова, О. А. Драганчук, Ю. В. Титов
N. V. Gilmanova, R. Z. Livaev, V. A. Zikova, O. A. Draganchuk, Yu. V. Titov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства; термобарические условия; цеолиты; граничные значения; нефтегазонасыщенность; поправочные коэффициенты
Key words: reservoir properties; thermobaric conditions; zeolites; boundary values; oil and gas saturation; correcting factors

Литолого-стратиграфический разрез Пякяхинского месторождения Большехетской зоны характеризуется значительной литологической изменчивостью, наличием зон замещения, невыдержанностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

Изучаемая сортымская свита (берриасский и валанжинский ярусы) представлена серыми песчаниками с прослоями аргиллитоподобных, серых алевритистых, разнообразно слоистых глин. В ее составе выделяются продуктивные пласты БУ₁₀–БУ₂₀, с которыми связаны крупные скопления углеводородов. Толщина свиты достигает до 560 м.

Особенности строения коллекторов, их литологии, минерального состава скелета, цементирующего вещества и примесей рассматриваются на примере пластов БУ₁₅, имеющих высокую степень охарактеризованности стандартными исследованиями керна.

По подсчетам гранулометрического состава содержание песчаной фракции составляет в среднем 65 %, алевритовой — 32 %, глинистой — до 3 %. По результатам петрографо-минералогических исследований обломочный материал скелетной части породы составляет 90 %, цемент — 10 % (цеолиты — 8,1 %). Породообразующие минералы представлены кварцем, полевыми шпатами, обломками пород и слюды. Цемент пленочный, участками — пленочно-поровый. Средние арифметические значения ФЕС для коллекторов пластов БУ₁₅ следующие: открытая пористость — 13,3 %; абсолютная проницаемость — 14,5 мД; водоудерживающая способность — 41,8 %. По классификации А. А. Ханина коллекторы пласта БУ₁₅ являются поровыми и относятся к IV–V классу.

Признаки цеолитизации легко устанавливаются при визуальной оценке керна и проявляются в виде обилия светлых пятен, размер которых может достигать нескольких миллиметров и составлять до 40 % от объема породы (рис. 1). При микроскопическом изучении новообразованный цеолит хорошо

диагностируется благодаря совершенной спайности по (010) и (110), низким показателям преломления и двупреломления, $N_p = 1,504-1,513$, $N_m = 1,514-1,524$, $N_g = 1,516-1,525$, $N_g-N_p = 0,011-0,016$, $2V = -25^\circ-35^\circ$, $cNg = 20-36^\circ$. Он образует поровый цемент, также иногда замещает полевые шпаты, характеризуется монокристаллами неправильной, часто вытянутой по направлению формы размером до 2 мм.

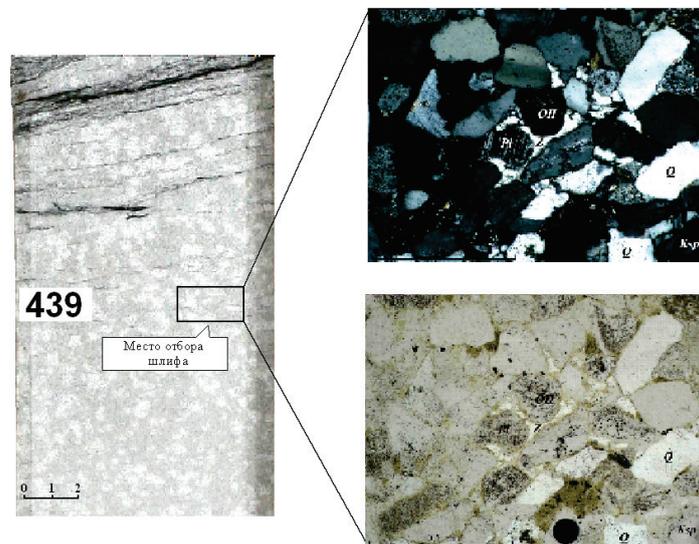


Рис. 1. Аркозовый песчаник, средне-мелкозернистый. Поровый цемент представлен цеолитами (Z). Николи|| и + (увеличение в 100 раз)

По наблюдениям в растровом электронном микроскопе видны агрегаты из призматических кристаллов цеолита с совершенной спайностью и хорошо выраженной ступенчатостью (рис. 2). Следует заметить, что при макроописании зерна процентное содержание цеолитов может быть завышено по сравнению с микроскопическим описанием, поскольку при визуальной оценке зерна фиксируется диаметр светлых пятен, которые включают большую площадь обломочных зерен, чем вмещающую собственно цеолиты.

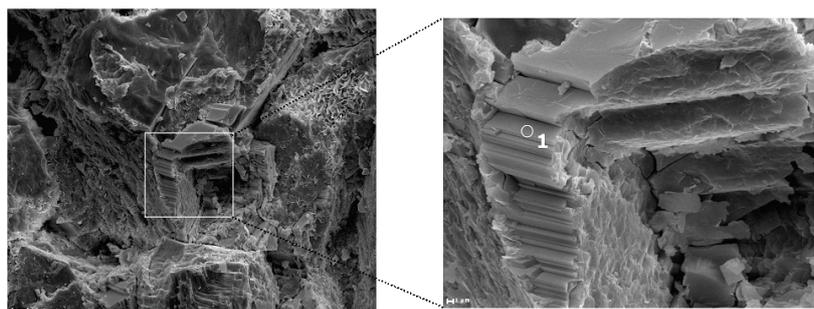


Рис. 2. Неравномерное распределение кристаллически-зернистого цеолитового цемента (1), заполняющего пространство между обломочными зернами

Идентифицированы цеолиты также по данным рентгенофазового и рентгеноструктурного анализов. В изученных образцах новообразованный цеолит пред-

ставлен ломонтином (по данным рентгенофазового анализа), проявляется в виде кальциевой разновидности $\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12}\cdot 4\text{H}_2\text{O}$. Этот факт подтвердился дальнейшими рентгеноструктурными исследованиями мономинеральной фракции из раздробленных цеолитизированных образцов ядра при помощи смеси броморфа со спиртом с $\rho = 2,4 \text{ г/см}^3$. Ломонит определен по его основным пикам: 9.4А(10), 6.8А(9), 4.2А(10), 3.49А(9), 3.32А(10). Анализ ломонита проводился по пику 9.4А(10), так как пик 4.2А заретуширован пиком кварца 4.26А(100), пик 3.49А — пиком хлорита 3.52А(004), пик 3.32А — пиком кварца 3.34А(101) и слюдястым пиком 3.33(003).

Благодаря своим физико-химическим особенностям цеолиты заметно влияют на увеличение степени гидратации и наличие цеолитной воды; малую плотность и большую долю свободного объема в дегидратированных образцах; ионообменные свойства; наличие в дегидратированных кристаллах однородных каналов с диаметрами молекулярных размеров.

В структуре цеолитов имеются полости, занятые большими катионами и молекулами воды, способными свободно удаляться и поглощаться, благодаря чему происходят ионный обмен и обратимая дегидратация. После выделения воды каналы остаются открытыми и создают благоприятные условия для диффузии. Обезвоженные цеолиты могут поглощать не только воду, но и различные органические вещества (этиловый спирт, сероуглерод, некоторые красители), не нарушая своей структуры.

Наличие ломонита в коллекторах Пякхинского месторождения напрямую влияет на метод водо/керосинонасыщения, при котором идет увеличение уровня пористости методом водонасыщения $K_{нв}$, по сравнению с замеренными величинами по керосину $K_{нк}$ (рис. 3).

По точкам с расхождением $K_{нк} - K_{нв} > 0$ обоснована следующая зависимость:

$$K_{п} = 0,995 \cdot K_{нв} - 0,6989 // KTC = 0,8827. \quad (1)$$

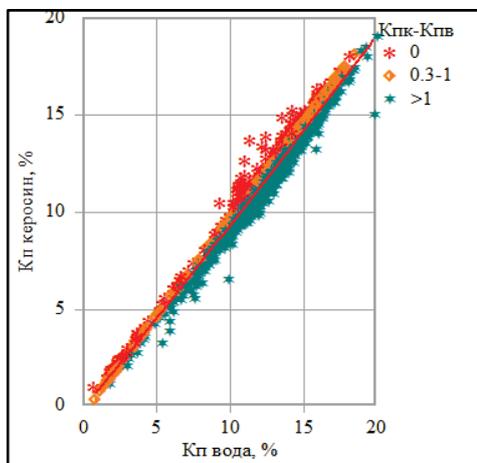


Рис. 3. Сопоставление пористости при насыщении образцов керосином и моделью пластовой воды с учетом расхождения $K_{нк} - K_{нв}$

Перевод данных в пластовые условия. Измерение коэффициента пористости (K_p) образцов горных пород в термобарических условиях проводилось на установке УИК-М (1К) фирмы «Гло-Бел Нефтесервис» (Россия) при равномерном всестороннем (изотропном) сжатии, равном эффективному давлению, затем результаты были приведены к условиям одноосного сжатия. Измерение коэффициента пористости в пластовых условиях проводилось при насыщении как керосином, так и моделью пластовой воды.

Пересчет пористости в пластовые условия рекомендуется осуществлять по формуле

$$K_{птб\dot{y}} = 0,983 \cdot K_{пamм} - 0,874 // КТС = 0,9065. \quad (2)$$

Пересчет водоудерживающей способности в пластовые условия осуществляется по формуле [1]

$$K_{встб\dot{y}} = K_{всамм} \cdot \beta \cdot (K_{пamм} \cdot (1 - K_{птб\dot{y}})) / (K_{птб\dot{y}} \cdot (1 - K_{пamм})), \quad (3)$$

где $K_{встб\dot{y}}$, $K_{птб\dot{y}}$, $K_{пamм}$, $K_{всамм}$ — водоудерживающая способность и пористость водонасыщением в пластовых и атмосферных условиях; β — объемный коэффициент для пластовой воды, изменяющийся от 1,01 до 1,06 (принят средним 1,03).

Согласно теоретическим представлениям при расхождении пористости керосинонасыщением и водонасыщением водоудерживающая способность $K_{вс}$ имеет завышенные значения. Для этого были построены сопоставления $K_{вс}(K_{np})$ с шифром $K_{нв} - K_{нк}$ и установлены зависимости для чистых образцов при нулевых расхождениях по пористости.

Для учета воды, содержащейся в цеолитах, зависимости $K_{встб\dot{y}}(K_{np})$, полученные для образцов с расхождениями по пористости (цеолитсодержащие образцы) и без таковых (чистые образцы), сопоставляются друг с другом при разных K_{np} , и фиксируется разница $\Delta K_{встб\dot{y}}$ между зависимостями для значений K_{np} с определенным шагом. На основании полученных данных устанавливается зависимость расхождения $\Delta K_{встб\dot{y}}$ от проницаемости.

$$\text{При } K_{нв} - K_{нк} = 0, K_{встб\dot{y}} = 57,5 / K_{np}^{0,164} // КТС = 0,5268. \quad (4)$$

$$\text{При } K_{нв} - K_{нк} > 0,3, K_{встб\dot{y}} = 60,586 / K_{np}^{0,164} // КТС = 0,6978. \quad (5)$$

С целью увеличения выборки для обоснования граничных значений возможно применение пересчета $K_{вс}$ в $K_{во}$. Поправка в остаточную водонасыщенность оценивается по данным капиллярных исследований ультрацентрифугированием и полупроницаемой мембраны.

$$K_{во} = 4,409 \cdot 10^{-5} \cdot K_{вс}^3 - 0,0033 \cdot K_{вс}^2 + 0,8868 \cdot K_{вс} + 0,5674 // КТС = 0,7625. \quad (6)$$

Определение граничных значений для нефтенасыщенных коллекторов осуществляется по сопоставлению эффективной и динамической пористости при $K_{нд} = 0$. Для газонасыщенных коллекторов возможно использование значений $K_{нэф} = 0$ и/или $K_{нэф}^{отн} = 0$ [2].

Наличие цеолитов в исследуемых породах Пякяхинского месторождения предопределяет необходимость выполнения всех петрофизических исследований при насыщении образцов моделью пластовой воды. Только в этом случае определение пористости, УЭС, текущей и остаточной водонасыщенности по капилляриметрии или центрифугированию, а также получаемые петрофизические зависимости не входят в противоречие друг с другом.

Для пластов БУ₁₅ зависимости $K_{неэфтб\dot{y}}(K_{недтб\dot{y}})$, $K_{нетб\dot{y}}(K_{неэфтб\dot{y}})$, $K_{np}(K_{нетб\dot{y}})$, $K_{вотб\dot{y}}(K_{np})$ с учетом динамической пористости (при средних значениях $K_{но}$) использованы для установления граничных значений для нефтенасыщенных коллекторов. Зависимость $K_{нетб\dot{y}}(K_{неэфтб\dot{y}})$ использована и для газонасыщенных коллекторов

$$K_{неэфтб\dot{y}} = 1,353 \cdot K_{недтб\dot{y}} + 3,05 // КТС = 0,8276, \quad (7)$$

$$K_{необу} = 0,69 \cdot K_{неэфтбу} + 7,53 // КТС = 0,4875, \quad (8)$$

$$K_{пр} = 7 \cdot 10^{-6} \cdot \exp(1,0268 \cdot K_{необу}) // КТС = 0,3004, \quad (9)$$

$$K_{вотбу} = 46,118 / K_{пр}^{0.1713} // КТС = 0,658. \quad (10)$$

По формулам (8) и (9) установлено, что для газонасыщенных коллекторов использование пористости, полученной при эффективной пористости равной нулю, приводит к необоснованно низким граничным значениям: БУ₁₅K_{непр} (при K_{неэф} = 0) — 7,5 %, K_{непр} — 0,016 мД. При приближении K_{пр} к значениям 0,1 мД зависимость K_{вотбу}(K_{пр}) выполаживается и стремится по значениям K_{вотбу} к 100 %. Такое поведение свидетельствует об практическом отсутствии фильтрации газа при значениях K_{пр} < 0,1 мД.

Эксперименты по определению эффективной проницаемости по газу K_{прэф} в присутствии остаточной воды позволяют построить сопоставление [2] K_{прэф}^{омн}(K_{необу}), где K_{прэф}^{омн} = K_{прэф}/K_{пр}.

Установленное при K_{прэф}^{омн} = 0 граничное значение пористости водонасыщением в пластовых условиях для газонасыщенных коллекторов — 9,4 %. Полученное значение соответствует граничной проницаемости 0,1 мД по зависимостям K_{пр}(K_{необу}) и не противоречит данным по соседним месторождениям участка.

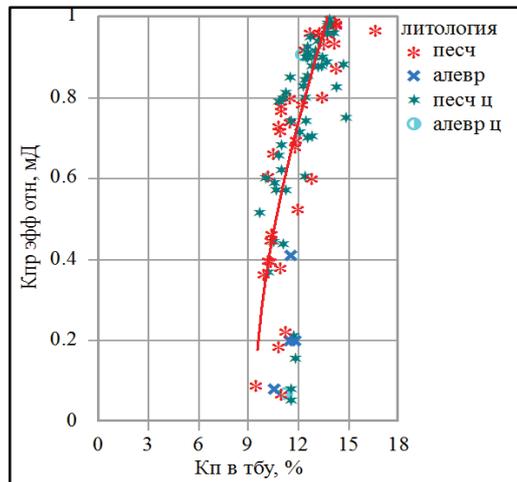


Рис. 4. Сопоставление открытой пористости водонасыщением (тбу) и относительной эффективной проницаемости для продуктивных пластов Пякяхинского месторождения

Определение пористости по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГК-П). Петрофизической основой для определения пористости по данным ГГК-П является связь между объемной плотностью (δ_n) и коэффициентом пористости пород (K_n).

Минералогическая плотность цеолитсодержащих пород $\delta_{мин}$ была определена как расчетным путем по имеющимся значениям массы образца при измерении пористости водонасыщением, так и пикнометрическим методом. В качестве рабочей жидкости в последнем способе использован очищенный керосин [3]. Сопоставление расчетного и пикнометрического способов показало хорошую сходимость. В дальнейшем использована расчетная минералогическая

плотность. При построении связей $\delta_{мин}(K_{не})$ отмечено снижение минералогической плотности скелета до $\delta_{мин} = 2,66 \text{ г/см}^3$ для пластов группы БУ за счет развития цеолитизации коллекторов преимущественно при K_{не} > 9 %.

Плотность флюида в зоне исследования метода приблизительно равна плотности фильтрата промывочной жидкости и устанавливается по зависимости плотности водного раствора NaCl от концентрации соли, температуры и давления [4]. При наличии газонасыщенных пластов значение плотности флюида рассчитывается исходя из свойств газа и содержания газа в промытой части пласта (K_{г.пл.}). По-

следнее либо выбирается как среднее, характеризующее данный коллектор, либо подбирается итерационно [4]:

$$\delta_{фл} = \delta_{жс} - K_{з.пт.} (\delta_{жс} - \delta_z), \quad (11)$$

где δ_z рассчитывается при соответствующем эффективном давлении и пластовой температуре. Для группы пластов БУ при $P_{эфф} = 31$ Мпа, $T = 89$ °С, относительной плотности газа по воздуху 0,7, δ_z в пластовых условиях по [5] составляет 0,255 г/см³. $K_{з.пт.}$ для пластов БУ₁₅ подобран итерационно и имеет значения от 8,9 ÷ 12,8 %, что соответствует $\delta_{фл}$ около 0,93 г/см³. При таких условиях вклад остаточной газонасыщенности в промытой зоне на пористость (для характерных значений плотности породы) незначителен ~ 0,5 % и может не учитываться.

Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности производилась по методике Дахнова — Арчи с использованием kernовых зависимостей $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_g)$, полученных в атмосферных и термобарических условиях.

Удельное электрическое сопротивление горных пород определялось на установке AutoLab-2000 фирмы NER двухэлектродным методом в термобарических условиях, соответствующих пластовым. Впоследствии на этих же образцах, не подвергшихся изменениям, проводилось измерение коэффициента пористости и коэффициента сжимаемости пор при равномерном всестороннем (изотропном) сжатии, равном эффективному давлению.

В связи с описанной выше технологией измерений количество замеров УЭС в термобарических условиях не совпадает с количеством измерений пористости в пластовых условиях. Поэтому для всех образцов с замерами УЭС осуществляется пересчет пористости из атмосферных в термобарические условия по единой формуле (2).

Зависимость $P_n(K_n)$ в термобарических условиях (рис. 5) аппроксимируются следующим уравнением:

$$P_{n,пласм} = 1 / K_{n,пласм}^{1.855} // КТС = 0,6397. \quad (12)$$

Зависимости $P_n(K_g)$ были построены по результатам капиллярных исследований на семи ступенях давлений при текущей водонасыщенности и по результатам стандартного центрифугирования при водоудерживающей способности (рис. 6). Образцы для капиллярных исследований были подобраны как характеризующие средние значения по выборке.

При сопоставлении выборок по $P_n(K_g)$, полученных разными способами, обнаружено, что использование данных стандартного центрифугирования приводит к завышению определяемого коэффициента водонасыщенности, а следовательно, и к занижению $K_{из}$. Кривые зависимости $P_n(K_g)$ центрифугированием проходят выше полученных по капиллярным исследованиям. Такая ситуация наблюдается из-за того, что влага в образце не перераспределяется равномерно по всему его объему вследствие ограниченности времени на экспери-

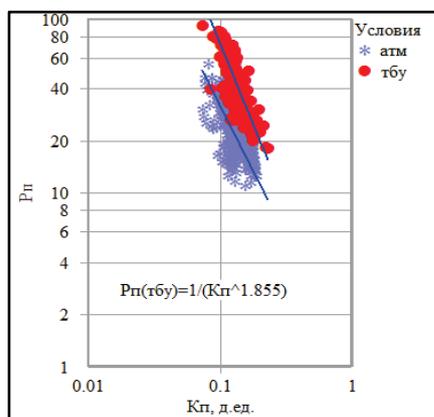


Рис. 5. Зависимости $P_n(K_n)$ в атмосферных и термобарических условиях

мент. Если же изучение образцов терригенных пород с полидисперсной структурой происходит постепенно, то в поровом пространстве происходит перераспределение влаги за счет молярного и молекулярного движения жидкости под действием капиллярных сил и за счет диффузии, что приводит к более характерным значениям УЭС.

Для цеолитсодержащих пород рекомендуется использовать результаты $P_n(K_v)$, полученные с помощью полупроницаемой мембраны:

$$P_n = 10^{6.15 / (\log_{10} K_v + 2.28) - 2.7} // \text{КТС} = 0,6135, \quad (13)$$

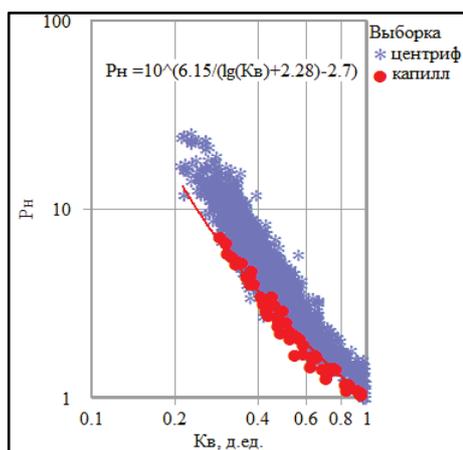


Рис. 6. Зависимости $P_n(K_v)$ для пластов группы БУ

Для оценки достоверности применяемого подхода было выполнено сопоставление K_v (ГИС) с $K_{\text{бокерн}}$. В сопоставлении участвовали пласты мощностью более 1,5 м по ГИС и результаты стандартных керновых исследований. Полученные в термобарических условиях параметры $K_{\text{ис}}$ имеют минимальные расхождения с данными $K_{\text{вотбу}}$ по керновым исследованиям.

Таким образом, в результате комплексного анализа геолого-геофизических данных установлено, что переход к снижению плотности скелета продуктивных пород и использование ФЕС и УЭС в термобарических условиях позволяют

избежать необоснованного завышения запасов углеводородов для цеолитсодержащих пород.

Библиографический список

1. Изучение коллекторов по керну, отобранному при бурении на растворах с нефтяной основой / А. В. Ручкин [и др.] // Геология нефти и газа. – 1981. – № 11.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 – 260 с.
3. Гудок Н. С., Богданович Н. Н., Мартынов В. Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
4. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 219 с.
5. Воронина Н. В. Определение плотности газа, нефти, нефтепродуктов и пластовых вод: метод. указания. – Ухта: УГТУ, 2012.

Сведения об авторах

Гильманова Наталья Вячеславовна, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)545046, e-mail: GilmanovaNV@tmn.lukoil.com

Ливаев Равиль Зульфирович, заведующий лабораторией обоснования подсчетных параметров Центра геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КозалымНИИПнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545273, e-mail: LivaevRZ@tmn.lukoil.com

Зикова Вера Анатольевна, начальник отдела геологического моделирования и промышленного подсчета запасов по месторождениям Ямальского района Центра геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КозалымНИИПнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545272, e-mail: ZikovaVA@tmn.lukoil.com

Information about the authors

Gilmanova N. V., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)545046, e-mail: GilmanovaNV@tmn.lukoil.com

Livaev R. Z., Head of the Laboratory of Justification of Counting Parameters of the Center for Geological Modeling and Stock Counting, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545273, e-mail: LivaevRZ@tmn.lukoil.com

Zikova V. A., Head of the Department of Geological Modeling and Industrial Reserves Calculation for Yamal Region Fields of the Center for Geological Modeling and Stock Counting, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545272, e-mail: ZikovaVA@tmn.lukoil.com

Драганчук Ольга Анатольевна, геолог 1 категории лаборатории оперативного подсчета запасов по месторождениям Ямальского района Центра геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545272, e-mail: DraganchukOA@tmn.lukoil.com

Титов Юрий Владимирович, геолог 1 категории лаборатории камеральной обработки и профильных исследований керна Центра исследования керна и пластовых флюидов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(34667)60045, e-mail: TitovYV@nipi.ws.lukoil.com

Draganchuk O. A., Geologist of the 1st Category of the Laboratory of Operational Estimation of Reserves for Yamal Region Fields of the Center for Geological Modeling and Stock Counting, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545272, e-mail: DraganchukOA@tmn.lukoil.com

Titov Yu. V., Geologist of the 1st Category of the Laboratory of Processing and Core Research of the Center for Drill Sample and Reservoir Fluids, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPneft» in Tyumen, phone: 8(34667)60045, e-mail: TitovYV@nipi.ws.lukoil.com

УДК 550.834

**ЗАГЛИНИЗИРОВАННАЯ БЕРРИАС-ГОТЕРИВСКАЯ ТОЛЩА
НА ЯМАЛЕ И СВЯЗАННЫЕ С НЕЙ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ
ЛОВУШКИ ВЫКЛИНИВАНИЯ**
BERRIASIAN-HAUTERIVIAN SHALE SEQUENCE AND ASSOCIATED
PINCH-OUT TRAP PROSPECTS OF THE YAMAL PENINSULA

А. А. Куркин, Н. В. Янкова, В. И. Кузнецов, С. К. Стуликов
A. A. Kurkin, N. V. Yankova, V. I. Kuznetsov, S. K. Stulikov

ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: неантиклинальные перспективные объекты;
ловушки выклинивания; клиноформы; медвежья толща*
Key words: non-anticline prospects; pinch-out traps; clinoforms; Medvezhya sequence

Согласно официальным оценкам, на Ямале содержатся колоссальные объемы ресурсов углеводородов (УВ): 10 400 млрд м³ ресурсов газа и 220 млн т нефти. Больше трети ресурсов газа сосредоточено в мелких структурных ловушках апт-альб-сеноманского комплекса (рис. 1), где на Ямале и Гыдане отмечается низкий процент успешности поисково-разведочного бурения [1]. Крупных надежных структурных поднятий для постановки поискового бурения на Ямале не осталось.

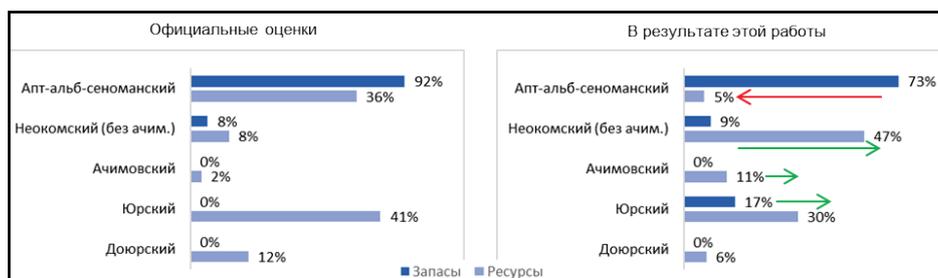


Рис. 1. Распределение запасов и ресурсов газа по интервалам на юго-востоке Ямала

Вместе с тем относительно невысокие официальные оценки ресурсов неокотских отложений, включая ачимовскую толщу, представляются заниженными. На юге Ямала открыты крупные месторождения в этом интервале — Ростовцевское и Новопортовское. Также получены притоки УВ из неокотских и ачимовских объектов, не числящихся на государственном балансе, на многих других площадях: Малыгинская [2], Сядорская, Пяседайская, Верхнетитутейская, Хамбате́йская, Среднеямальская, Южно-Нурминская. Отсюда следует вывод, что ресурсная база



Рис. 2. Карта толщин глинистого берриас-готеривского интервала (восходная толща)

тивные ловушки барьерного типа [8, 9].

Для корректной ресурсной оценки необходимо обобщение результатов ранее проведенных работ в единую модель. Дело в том, что большинство числящихся на государственном балансе перспективных ловушек было выделено на основе 2D сейсмических работ 25-летней давности по методически различным подходам и рассредоточено по всей обширной площади Ямала.



Рис. 3. Сейсмический разрез по линии 1 (расположение отмечено на рис. 6)

Ямала может быть существенно увеличена за счет выявления новых перспективных объектов неантиклинального типа в неокомском интервале [3]. Так, в целом по Ямало-Ненецкому автономному округу в ходе геолого-разведочных детализирующих и обобщающих работ за последние 10–15 лет ресурсы ачимовского нефтегазоносного комплекса (НГК) увеличились на 30–50 % [4]. Опыт разведки крупнейших месторождений севера Западной Сибири показывает, что оцениваемые запасы УВ в неокомских залежах возрастают относительно первоначальных оценок [5].

В качестве одного из приоритетных перспективных направлений поиска новых неантиклинальных ловушек следует рассматривать юго-восточную часть Ямала (рис. 2), где неокомский интервал имеет особо сложное, двухэтажное строение, при этом местами он сильно опесчанен (так называемая новопортовская толща). Здесь на сейсмических разрезах выделяются отражающие границы не только традиционного западного падения, но и юго-восточного, и северо-восточного падения [6] (рис. 3).

Предположения о наличии перспективных объектов в зоне «интерференции» клиноформ встречного падения высказывались еще в конце 1980-х гг. А. Л. Наумовым, В. С. Соседковым [7] и др. Современными исследователями здесь выделяются перспек-

Ранее выполненные обобщающие работы основывались на региональной сети профилей и были нацелены на выделение крупных перспективных зон внутри региональных и зональных неокомских циклитов. Опубликованных современных обобщающих работ, учитывающих и сохраняющих степень детализации материалов площадных съемок, нет.

Цель работы — изучение особенностей строения неокомского интервала, поиск и картирование перспективных объектов неантиклинального типа на юго-востоке полуострова Ямал на основе создания единой детальной сейсмогеологической модели.

Исходными данными для сейсмогеологического каркаса были материалы бурения 170 скважин, сейсмические профили 2D общей длиной более 20 000 пог. км, переобработанные по современной методике, а также 3D-съемки на Мало-Ямальском и Новопортовском участках недр. Проведена детальная скважинная и сейсмическая корреляция неокомского интервала — прослежено 13 отражающих горизонтов, закартированы границы их распространения и выклинивания, построены структурные карты. По картам толщин и визуально по сейсмическим разрезам были определены геоморфологические границы — верхние («бровки») и нижние перегибы клиноформ.

Надо отметить, что выделение геоморфологических границ затруднено из-за пологости клиноформ Ямала, связанной с условиями их формирования. Большая часть неокомских отложений Ямала относится к барремским комплексам, а на юге полуострова — к позднеготеривским [10]. Это последний цикл бокового заполнения бассейна, для которого характерны большая удаленность от восточных источников сноса и более мелководные условия осадконакопления.

На основе палеогеоморфологического анализа и атрибутного анализа сейсмических данных с учетом скважинных материалов были выделены зоны предполагаемого накопления песчаного материала в унда-, фондо- и клиноте. Методические приемы картирования неантиклинальных ловушек неокома Западной Сибири на основе данных сейсморазведки хорошо известны и подробно описаны в работах многих авторов [11–13]. Зоны выделялись по двум основным критериям — наличие геологически значимых раздувов толщин и/или сейсмических аномалий. Аномалии картировались с помощью атрибутного анализа, а также визуально по сейсмическим разрезам.

Результаты. Глинистая берриас-готеривская толща на юго-западе Ямала. Отличительной особенностью строения неокомских отложений Ямала, как уже ранее было сказано, является наличие на сейсмических разрезах отражающих границ юго-восточного и северо-восточного падений, которые нельзя отождествить с традиционными клиноформами западного падения ахской свиты (см. рис. 3). В результате детальной корреляции эти аномальные отражающие границы были выделены в отдельную толщу. Назовем ее берриас-готеривской, обоснование возраста по керну приведем далее. Толща была выделена по характерному рисунку сейсмической записи — плоскопараллельные, пологие клинья; к кровле комплекса приклиниваются традиционные клиноформы, — а также по скважинным данным. В интервале этой толщи ни в одной скважине коллекторы не обнаружены.

Наибольшие толщины описываемого комплекса наблюдаются в районе Щучинского выступа и Нурминского поднятия и составляют более 400 м (см. рис. 2).

На всей территории по керну рассматриваемая толща представлена черными и темно-серыми плитчатыми слюдистыми аргиллитами, а на самом западе — серыми алевролитами, с вкраплениями пирита, что предполагает глубоководные морские условия осадконакопления. Возрастные биостратиграфические определения были проведены по микрофауне и аммонитам в скважинах 301, 302 Западно-Яротинских, 3002 Мало-Ямальской, 8 Южно-Нурминской (рис. 4), 94 Ростовцевской [14]. Возраст изменяется в широких пределах от берриаса до готерива.

схожими акустическими свойствами — в данной зоне фондоформные части клиноформ западного падения, вероятно, также заглинизированы.

Карта толщин между первой покровной неокомской арктической пачкой и кровлей рассматриваемой толщи иллюстрирует палеорельеф дна неокомского бассейна на момент начала накопления традиционных клиноформ (рис. 6). Очевидно, что в рельефе дна палеобассейна был выражен структурный нос, выпирающий в зоне наибольшей мощности глинистой толщи — в районе Нурминского поднятия.

Какова же геологическая интерпретация и происхождение данной толщи? Некоторые исследователи, например В. С. Соседков, трактовали этот комплекс как *западные клиноформы восточного падения* [7] Уральско-Пайхойского сноса [15]. Действительно, на композитном сейсмическом разрезе на рисунке 4 виден источник сноса рассматриваемого комплекса — Щучинский выступ. Об этом свидетельствуют пологие клинья внутри толщи, падающие в северо-восточном направлении. Однако клиноформы четко прослеживаются лишь ближе к источнику сноса, а при удалении от него на восток резко выполаживаются и переходят в плоскопараллельный рисунок сейсмической записи. На большей части площади, к востоку от Восходной скважины, внутри толщи не выделяется выраженных клиноформ. Это обусловлено, по всей видимости, низкими темпами осадконакопления и глинистым составом отложений.

По А. А. Нежданову в пределах рассматриваемой территории выделяется берриас-ранневаланжинская *медвежья толща* [16], которая тянется от Карского моря через западную часть Ямала на юг в виде линейной зоны увеличения толщин параллельно Уралу до территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, где переходит в тутлеймскую свиту.

Толща сложена преимущественно битуминозными аргиллитами. На сейсмических разрезах к югу и северу от Ямала она четко отличается от клиноформ восточного

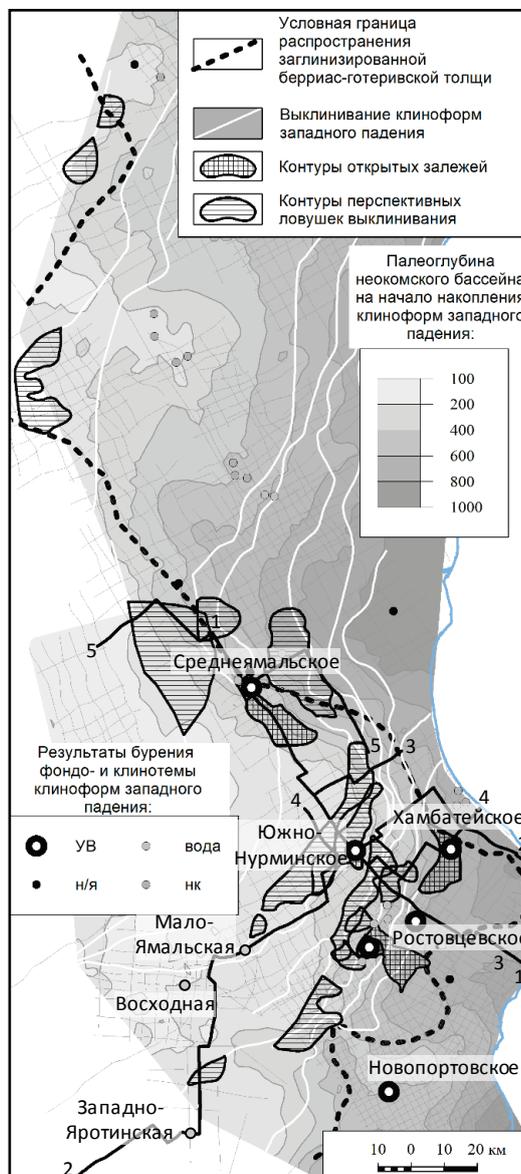


Рис. 6. Перспективные ловушки выклинивания пластов клиноформ западного падения на кровлю восточной толщи

падения. Происхождение ее связывается с тектоническими явлениями: прогибанием, накоплением морских глин и последующим воздыманием в ходе позднекиммерийской складчатости. По крайней мере, нижнюю часть выделенного глинистого комплекса на юго-западе Ямала можно отождествить с медвежьей толщей. Верхняя же часть по возрастным определениям в скважинах Западно-Яротинской площади имеет готеривский возраст (см. рис. 4).

Таким образом, рассматриваемая берриас-готеривская заглинизированная толща имеет характерные черты обоих предложенных моделей: на западе у Щучинского выступа ее можно интерпретировать как западные клиноформы восточного падения, переходящие в медвежью толщу на востоке. В связи с этим, авторы предлагают выделить этот комплекс в отдельную толщу в составе ахской свиты. Толща имеет локальное распространение на юго-западе Ямала. Название ей можно было бы дать по площадям скважин (Яротинская, Нурминская, Нулмуяхская), где имеются возрастные определения, и описан керн из данного интервала, но они уже заняты. Поэтому предлагается назвать толщу *восходной* — по скв. 3021 одноименной площади, вскрывшей интервал на полную мощность. Литологический состав толщи — аргиллиты, глины, на западе встречаются алевролиты. Возраст — берриас — ранний готерив.

Внизу толща подстилается титонской баженовской и келловей-киммериджской нурминской свитами, также преимущественно заглинизированными. Сверху на толщу приклинаются позднеготеривские-барремские клиноформы западного падения с песчаными пластами.

Надо отметить, что нижняя часть рассматриваемой толщи иногда относится некоторыми авторами к баженовской свите, например на Западно-Яротинской площади [8]. Но в этом интервале по керну определены берриасские алевролиты, а не баженовские аргиллиты.

Влияние на распределение песчаного материала. На основе всего вышесказанного получается следующая модель развития неокомского интервала. В конце юры — начале неокома в районе современных Новопортовской и Среднеямальской структур в ходе позднекиммерийской складчатости испытывали рост палеоподнятия, а между ними, в районе Нурминской площади, сформировалась седловина. В пределах этой седловины в берриасе — раннем готериве откладывались морские глинистые осадки, сносимые с Щучинского выступа. Стоит отметить, что в начале формирования юрских отложений как раз в районе современного Нурминского поднятия фиксировалась зона разгрузки осадочного материала, поставляемого с приподнятой зоны на юго-западе по четко выделяемой в толщинах и на сейсмических разрезах палеодолине, связанной с глубинными разломами. Таким образом, проявляется унаследованный характер развития площади в ходе всей юры и раннего неокома.

К концу готерива, когда к Ямалу подошли проградирующие с востока клиноформы западного падения, в этом районе сформировался палеовыступ, сложенный берриас-готеривскими глинистыми осадками. Его формирование может быть связано как с перекомпенсацией рельефа в ходе накопления дистальных частей Уральских клиноформ восточного падения, так и с тектоническим воздыманием. Последнее может быть связано с локальным сжатием на южном окончании глубинных разломов Нурминского мегавала в результате правостороннего сдвига вдоль них.

Рассматриваемая глинистая берриас-готеривская восходная толща сыграла огромную роль в распределении осадочного материала более поздних неокомских клиноформ и предопределила повышенное содержание песчаной компоненты на юге полуострова. Сформировавшийся палеовыступ в районе Мало-Ямальской и Нурминской площадей (см. рис. 6) служил препятствием на пути распространения осадков, так называемым боковым палеоподпором [7]. Это вызвало формирование террас в склоновой части клиноформ западного падения и мелководных, благо-

приятных условий для накопления пластов-коллекторов так называемой новопортовской толщи. Этим и объясняется аномально высокая песчанистость низов ахской свиты на Новопортовском и Ростовцевском месторождениях, расположенных на южном склоне восходной толщи. При этом в зоне максимальных толщин восходной толщи нижняя часть ахской свиты отсутствуют, поскольку для ее накопления не было accommodations — к этому случаю относится Нурминское поднятие.

Влияние на нефтегазоносность. Перспективные ловушки. Несмотря на то что восходная толща полностью заглинизирована, она оказала непосредственное влияние на распределение залежей УВ. Выше было отмечено, каким образом толща предопределила накопление пластов-коллекторов и, соответственно, формирование залежей Новопортовского и Ростовцевского месторождения. Вышеуказанные месторождения приурочены к структурным поднятиям в современном плане. Однако цель нашей работы — поиск и картирование ловушек неантиклинального типа. На рассматриваемой территории получены притоки УВ из неокомского интервала в скважинах, пробуренных в неструктурных условиях — 8 Южно-Нурминская, 13 и 14 Среднеямальские, 57 Хамбате́йская и скважины на западе Нулмуяхинской площади. Нами установлено, что эти залежи приурочены к ловушкам выклинивания пластов-коллекторов клиноформ западного падения на кровлю заглинизированной восходной толщи (см. рис. 6). Эти ловушки характеризуются аномалиями волнового поля в зонах приклинивания (рис. 7).

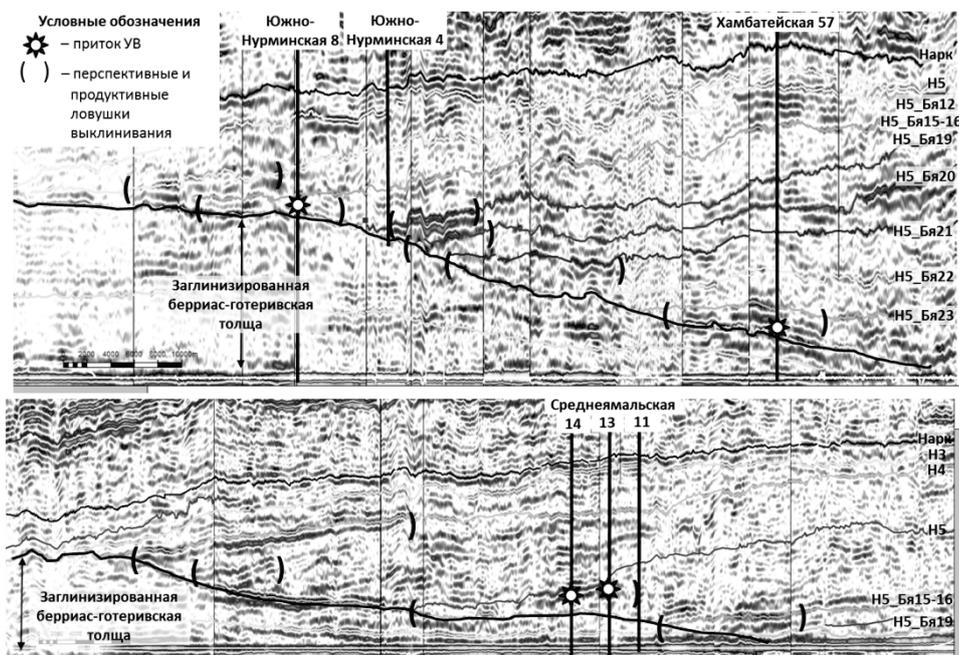


Рис. 7. Сейсмические разрезы по линиям 4 и 5 (расположение отмечено на рис. 6)

Коллектор в перспективных ловушках имеет разный генезис в зависимости от того, какой частью клиноформы западного падения выклиниваются на кровлю восходной толщи: на востоке это классические глубоководные ачимовские конусы выноса (Хамбате́йская залежь), на западе — шельфовые пласты (ловушка к западу от Среднеямальской площади).

В итоге, как и предполагали А. Л. Наумов и В. С. Соседков, вдоль всей границы распространения западного неокомского клина, по нашей интерпретации вос-

ходной толщи, перспективные ловушки выклинивания клиноформ западного падения были локализованы, и было установлено их развитие (см. рис. 6, 7).

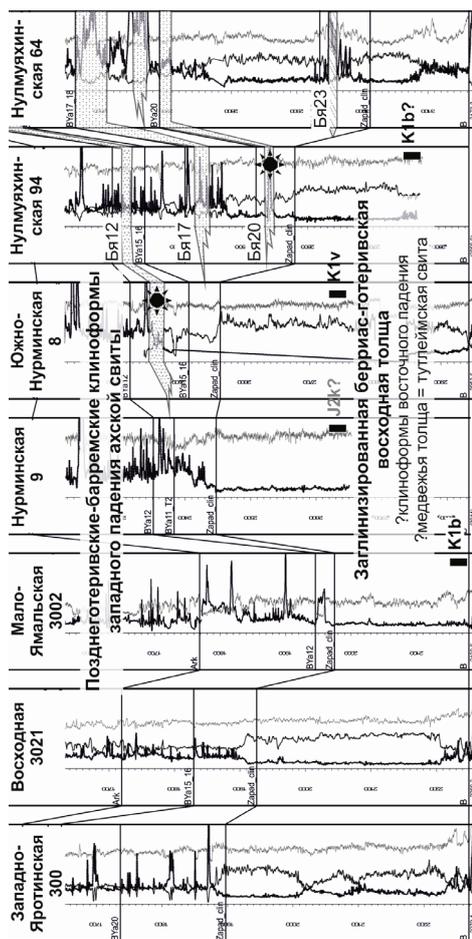


Рис. 8. Схема корреляции скважин. Отмечены притоки УВ и биостратиграфические определения

Этим объясняется, в частности, водоносность неокомских пластов Мало-Ямальской площади.

Выводы

В результате создания единой сейсмогеологической модели на основе детальной сейсмической и скважинной корреляции неокомского интервала на юго-западе Ямала в составе ахской свиты выделена берриас-раннеготеривская восходная толща, сложенная преимущественно морскими аргиллитами. Ее мощность достигает более 400 м. С кровлей толщи ассоциируется отражающая граница — клин восточного падения, встречного к традиционным неокомским клиноформам. Толща формировалась до накопления традиционных клиноформ. Ее образование связано как с тектоническим фактором, так и с проградацией осадков в северо-восточном направлении с Щучьинского выступа.

Эта толща служила в качестве бокового подпора при накоплении клиноформ западного падения и предопределила anomalно высокое содержание песчаной

Все локализованные сейсмические аномалии, вскрытые скважинами, подтверждаются бурением в части наличия коллектора. В соответствии с этим фактом неопределенные аномалии следует также считать перспективными зонами развития песчаников. Надо отметить, что эти зоны не стоит напрямую связывать с наличием залежей, поскольку аномалии «яркие пятна» на сейсмических разрезах необязательно свидетельствуют в пользу перспективности ловушки, а могут быть связаны с водонасыщенным коллектором либо с плотными пропластками коллектора, где нет промышленных притоков УВ. Таким образом, выделенные объекты требуют дальнейшего изучения в ходе детализирующих сейсморазведочных работ.

Схожие перспективные ловушки локализуются и на северо-востоке Ямала, куда протягивается граница распространения восходной толщи (см. рис. 2), в частности на Сядорской площади. К западу от рассмотренной территории прогнозируется аналогичная перспективная ловушка выклинивания в шельфовом пласте на Еркутаяхской площади.

Восходная толща оказывала и отрицательное влияние на заполнение ловушек УВ — мощный глинистый интервал служил крышкой, изолирующей меловые коллекторы от юрских нефтегазоматеринских пород.

компоненты на юге полуострова. Этим объясняется формирование мощных пластов-коллекторов и залежей УВ в низах ахской свиты Новопортовского и Ростовцевского месторождений.

Вдоль границы распространения толщи в виде сейсмических аномалий локализуются ловушки выклинивания пластов клиноформ западного падения на кровлю восходной толщи. Продуктивность этого типа неантиклинальных ловушек подтверждена бурением на Южно-Нурминской, Среднеямальской, Хамбатеиной, Нулмуяхинской площадях.

Относительно оценки ресурсной базы в результате проведенного уточнения строения неокома ресурсы изученной территории перераспределяются следующим образом (см. рис. 1). Максимальные объемы ресурсов смещаются с апт-альб-сенноманского и юрского комплексов на неантиклинальные ловушки неокомского интервала, включая ачимовский. Это рекомендуется учитывать при планировании геолого-разведочных работ на Ямале.

Библиографический список

1. Куркин А. А. Причины неподтверждения структурных объектов при поисково-разведочном бурении в Ямальной и Гыданской НГО // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5 (58). – С. 27–32.
2. Пути наращивания газового потенциала п-ова Ямал / А. Д. Митрофанов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 18–23.
3. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеобеспеченность Ямала. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 343 с.
4. Бородин В. Н., Курчиков А. Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.
5. Нежданов А. А., Огибенин В. В., Давыдов А. В. Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2014. – № 716 (спецвыпуск). – С. 113–118.
6. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря / В. Н. Бородин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14–24.
7. Соседков В. С., Четвертных В. П., Сурков Ю. Н. Уточнение структурных карт и схем по отложениям чехла северной части Западно-Сибирской низменности на основе обобщения дополнительной геофизической информации. Отчет о результатах работ тематической партии 103/87-88. – Лабитнанги: ПГО «Ямалгеофизика», 1988.
8. Кислухин И. В. Особенности геологического строения и нефтегазоносности юрско-неокомских отложений полуострова Ямал / Под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.
9. Кислухин И. В. Экранированные ловушки — основной объект поисков залежей углеводородного сырья на полуострове Ямал // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 6. – С. 67–73.
10. Региональная система корреляции и индексации ачимовских резервуаров на севере Западной Сибири / С. А. Горбунов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ – 2016. – № 6 (52). – С. 16–21.
11. Игошкин В. П. Сейсмостратиграфический анализ неокомских отложений северных и западных районов Широкого Приобья в связи с поиском и разведкой сложностроенных залежей нефти: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. – М., 1992. – 18 с.
12. Кузнецов В. И. Решение геологических задач на основе объемной сейсморазведки с нерегулярной сетью наблюдений (на примере Западной Сибири): Автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук. – Тюмень, 1998. – 32 с.
13. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов [и др.]. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.
14. Нестеров И. И. Отчет «Уточнение и детализация стратиграфического расчленения мезозоя и кайнозоя Западной Сибири с увязкой сейсмических отражающих горизонтов, возрастных и литологических границ на основе обобщения и комплексной интерпретации геолого-геофизической информации» / И. И. Нестеров – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2009.
15. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Нулмуяхинской СП 49/86-87 / Л. Е. Сокол [и др.]. – Лабитнанги: ПГО «Ямалгеофизика», 1988.
16. Влияние позднекембрийской складчатости на стратификацию раннеокомских отложений Западной Сибири / А. А. Нежданов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 7 (60). – С. 18–22.

Сведения об авторах

Куркин Александр Анатольевич, начальник отдела региональных работ, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, тел. 89058205869, e-mail: aakurkin@novatek.ru

Янкова Наталья Владимировна, старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)680300

Кузнецов Владислав Иванович, д. г.-м. н., Тюменский индустриальный университет, старший научный сотрудник, заместитель генерального директора по науке, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)680300

Стуликов Семен Константинович, главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)680300

Information about the authors

Kurkin A. A., Head of Exploration Group, LLC «NOVATEK NTC», Tyumen, phone: 89058205869, e-mail: aakurkin@novatek.ru

Yankova N. V., Chief Expert, LLC «NOVATEK NTC», Tyumen, phone: 8(3452)680300

Kuznetsov V. I., Doctor of Geology and Mineralogy, Industrial University of Tyumen, Senior Researcher, Deputy General Director for Science, LLC «NOVATEK NTC», Tyumen, phone: 8(3452)680300

Stulikov S. K., Chief Specialist, LLC «NOVATEK NTC», Tyumen, phone: 8(3452)680300

УДК 556.8

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАХОРОНЕНИЯ
СТОЧНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ БЕРЕГОВОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО РЕГИОНА**
HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF WASTEWATER BURIAL IN THE
TERRITORY OF THE BEREGOVOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD
OF THE YAMALO-NENETS OIL AND GAS PRODUCING REGION

Н. К. Лазутин, В. А. Бешенцев, А. А. Гудкова
N. K. Lazutin, V. A. Beshentsev, A. A. Gudkova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: сточные воды; поглощающий горизонт; загрязнение;
обезвреживание; захоронение*
Key words: wastewater; absorbing horizon; pollution; treatment; burial

Захоронение сточных вод в глубокие водоносные горизонты не решает полностью проблему загрязнения окружающей среды. У этого способа утилизации отходов нефтегазовой отрасли помимо сторонников есть и противники. Однако этот метод является одним из самых эффективных, так как вредные вещества убираются с поверхности земли, где они непосредственно воздействуют на человека, в глубоководные участки недр, откуда такое воздействие исключается. При этом они не воздействуют на поверхностные воды, почву и атмосферу. Но в то же время возникает опасность загрязнения пресных подземных вод, используемых для питья, а также других полезных ископаемых. Еще одним недостатком является ограниченность объема сточных вод, которые возможно закачивать в недра. Таким способом могут удаляться лишь сравнительно небольшие количества загрязненных и токсичных отходов. Поэтому, по мнению ряда специалистов (В. М. Гольдбергер, Н. П. Скворцова, Л. Г. Лукьянчикова — 1994 год), подземное захоронение стоков — это не радикальный способ удаления, а вынужденная мера ограниченного применения по отношению к неочищенным, сильнозагрязненным и токсичным стокам [1].

Краткая история подземного захоронения в Тюменской области. На севере Тюменской области подземное захоронение промышленных сточных вод применяется часто. Оно является самостоятельной отраслью при разработке газовых месторождений и составной частью технологического процесса при добыче нефти [2]. Рассматриваемый полигон захоронения входит в состав 57 полигонов захоронения, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Основным объектом освоения являются газовые залежи, залегающие на глубине 850–1 300 м в массивном резервуаре песчаных отложений сеномана. Ниже расположены песчаные отложения сеноманского, альбского возрастов, куда и производится подземное захоронение стоков на глубину 990–1 600 м (чаще 1 100–1 400 м) [3].

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение располагается на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Месторождение относится к Тазовскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Полигон захоронения включает в себя две специально оборудованные поглощающие скважины П-1 и П-2, пробуренные в 2008 году и расположенные на расстоянии 63 м друг от друга. Захоронение сточных вод ведется с 2011 года с дебитом от 63,3 до 101,52 м³/сутки. По состоянию на 1 января 2014 года в сеноманский поглощающий горизонт было закачено 63,5 тыс. м³ стоков (рис. 1).

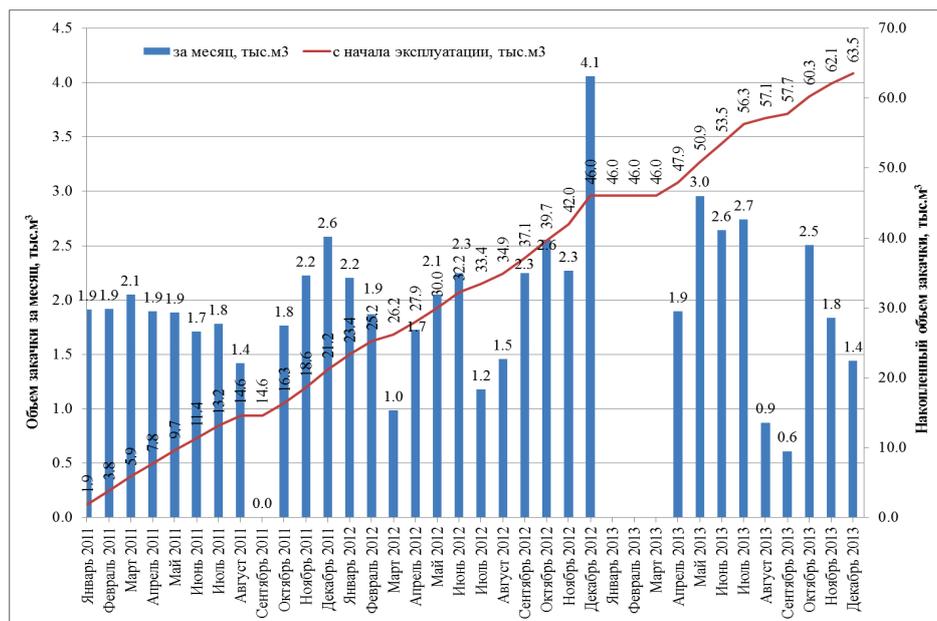


Рис. 1. График заправки сточных вод на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении за период эксплуатации 2011–2013 гг.

Правовые основы захоронения сточных вод. Процесс закачивания сточных вод строго регламентируется различными нормативными документами. В «Положении об охране подземных вод» (1984) прописано, что захоронение может осуществляться в глубокие водоносные горизонты без пресных, бальнеологических, минеральных, термальных и промышленных вод, которые используются или намечаются к использованию, и при этом горизонты должны быть надежно изолированными [4]. Гидрогеологические исследования показали, что сеноманский водоносный горизонт на Береговом месторождении является подходящим под эти условия, так как соответствует критериям отбора, указанным в методических указаниях [5, 6].

Правовые аспекты подземного захоронения изложены в «Положении об охране подземных вод» (1984), в законах РФ «Об охране окружающей природной среды» (1991), «О недрах» (1992, 1995), «О плате за пользование водными объектами» (1998), в «Положении о порядке лицензирования пользования недрами» (1992), «Положении о системе управления природопользованием в ОАО «Газпром» (1999).

Для газовой отрасли ПАО «Газпром» подготовлено и издано методическое руководство «Гидрогеологический контроль на полигонах заправки промышленных сточных вод» (РД 51-31323949-48-2000). Методическое руководство согласовано с Министерством топлива и энергетики РФ, Министерством природных ресурсов РФ, Госгортехнадзором РФ, утверждено заместителем председателя правления ПАО «Газпром» В. В. Ремизовым [7].

Условия захоронения. Эксплуатируемым пластом-коллектором на территории Берегового месторождения для нужд захоронения стоков является сеноманский водоносный горизонт апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, представленный песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Горизонт, используемый в качестве поглощающего, залегает на глубинах от 1 290 до 1 350 м и имеет мощность от 189 до 202 м [8]. Его нижняя часть глинисто-алевритистая, верхняя характеризуется светло- и темно-серыми песчаниками. Подошвой объекта являются отложения альбского яруса.

По отношению к газовой залежи поглощающий горизонт включает в себя подошвенные и законтурные воды. Пласт-коллектор надежно изолирован со стороны кровли турон-палеогеновыми глинистыми породами мощностью более 650 м и толщиной многолетнемерзлых пород, что предотвращает возможность перетока закачиваемых вод, а следовательно, и загрязнения эоцен-олигоценного водоносного комплекса, расположенного выше по разрезу. Это крайне важно, так как эоцен-олигоценный водоносный комплекс имеет значение в хозяйственно-питьевом отношении [8].

Исследуемый горизонт обладает высокой водообильностью, обусловленной хорошими коллекторскими свойствами отложений. Средние дебиты скважин варьируют в пределах от 0,9 до 374,3 м³/сутки до при $H_{\text{ср. дин.}} = 1\ 260\text{--}2\ 040$ м (табл. 1).

Таблица 1

Водообильность апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса [8]

Номер скважины	Интервал опробования	Пласт, свита	Дебит (средний) м ³ /сутки	H _д (среднее), м
26	1 632–1 637	ПК ₁₂ ¹	167,8	–
	1 779–1 777	ПК ₁₅ ¹	1,9	1 760
	2 005–2 014	ПК ₁₉ ¹	8,64	2 000
29	1 657–1 660	ПК ₁₂ ²	0,9	1 650
	1 677–1 681	ПК ₁₃ ¹	3,4	1 677
	1 894–1 902	ПК ₁₇ ¹	374,3	1 894
30	1 599–1 592	ПК ₁₁	16,2	1 570
	1 860–1 865	ПК ₁₆ ³	7,6	1 860
31	1 724–1 726	ПК ₁₄	46,8	1 700
	1 821–1 834	ПК ₁₆ ¹	98,9	1 800
	2 029–2 024	ПК ₁₉ ²	51,6	2 000
32	1 263–1 267	ПК ₁	155,6	1 260
	2 028–2 051	ПК ₂₀	149,1	2 040
40	1 808–1 810	ПК ₁₅ ²	34,3	1 809
	1 993–1 996	ПК ₁₈	40,6	1 900
41	1 954–1 956	ПК ₁₇ ²	30,4	1 950
43	1 535–1 540	ПК ₈	93,0	1 520

Пластовые воды комплекса относятся преимущественно к хлоркальциевому типу с минерализацией 14,3–22,8 г/л (табл. 2).

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого района следующее: Na⁺ — 680–8 000 мг/дм³; K⁺ — 8–110 мг/дм³; Ca²⁺ — 32–1 319 мг/дм³; Mg²⁺ — 12–804 мг/дм³; Cl⁻ — 993–15 027 мг/дм³; HCO₃⁻ — 37–976 мг/дм³; SO₄²⁻ — 0–25 мг/дм³; CO₃²⁻ — 0–54 мг/дм³. Микрокомпонентный состав вод: I — 1,12–17,44 мг/дм³; Br — 1,29–70,22 мг/дм³; B — 0,43–56,43 мг/дм³; F — 0–2,6 мг/дм³; Si — 4–22 мг/дм³ [8]. Нафтенческие кислоты содержатся в количестве не более 1,04 мг/дм³. Плотность воды 1,001–1,016 г/см³ (см. табл. 2).

Газонасыщенность составляет 2,8 м³/м³. Водорастворенный газ состоит из 88,05–98,63 % метана, не более 6,30 % этана, не более 0,20 % пропана и не более 1,24 % остальных твердых углеродсодержащих веществ. Гелий и аргон находятся в количестве 0–0,027 и 0,003–0,035 % соответственно.

Химический состав закачиваемых вод хлоркальциевый. Они маломинерализованные, с минерализацией обычно до 1 г/дм³ и плотностью около 1 г/см³. Массовая концентрация взвешенных частиц не превышает 150 мг/дм³; железа менее 1 мг/дм³; йода от 1,72 до 17,44 мг/дм³; брома от 1,29 до 70,22 мг/дм³; бора

от 0,43 до 56,43 мг/дм³; содержание нефтепродуктов доходит до 156 мг/дм³, но чаще оно менее 1 мг/дм³. Характерный состав стоков, сбрасываемых на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении, представлен в таблице 3.

Таблица 2

Гидрогеохимическая характеристика пластовых вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса [8]

Единица измерения	Показатель	Поглощающий горизонт
г/л	Минерализация	14,3–22,8
мг/дм ³	Na ⁺	680–8 000
	K ⁺	8–110
	Ca ²⁺	32–1 319
	Mg ²⁺	12–804
	NH ₄ ⁺	0,1–80
	Cl ⁻	993–15 027
	HCO ₃ ⁻	37–976
	SO ₄ ²⁻	0–25
	CO ₃ ²⁻	0–54
	I	1,72–17,44
	Br	1,29–70,22
	B	0,43–56,43
	NO ₂ ⁻	0–0,04
	F	0–2,6
	Sr	13,52–438,4
SiO ₂ ⁻	4,22	
	Нафтенновые кислоты	0–1,04
ед.	pH	5,8–8,69
г/см ³	Плотность	1,001–1,016
Тип воды по В. А. Сулину		Хлоркальциевый

Таблица 3

Усредненный химический состав очищенных стоков, сбрасываемых в поглощающий горизонт [8]

Содержание компонентов	Показатель, мг/дм ³
Водородный показатель pH (ед.)	6,3–8,23
Сухой остаток	262–581
Нефтепродукты	0,0005–156
Взвешенные вещества	3–132
Прозрачность (см)	1,5–41,5
Плотность (г/дм ³)	–
Температура (°C)	12,4–27,8
Гидрокарбонат-ион	–
Железо общее	0,07–1
Калий	–
Натрий	–
Кальций	–
Магний	–
Сульфат-ион	10–25

Содержание компонентов	Показатель, мг/дм ³
Хлорид-ион	10–22
Кислород растворенный	0,5–7,9
Нитрат-ион	0,83–47,47
Аммоний	0,15–42,51
Фосфат	0,54–7,43
АПAB	0,015–0,76
ББК	3–86

Примечание. В таблице приведены средние значения компонентов за период эксплуатации.

Таким образом, современный состав сточных вод (а это промышленные стоки, разбавленные хозяйственно-бытовыми), закачиваемых в поглощающий горизонт на Береговом месторождении, характеризуется общей минерализацией (сухим остатком) от 262 до 581 мг/дм³, активной реакцией среды от слабокислой до слабощелочной (значение водородного показателя pH варьирует в пределах от 6,3 до 8,23) (см. табл. 3). По химическому составу стоки хлоркальциевые.

Перед закачкой воды в водоносный горизонт необходимо провести предварительное отстаивание, фильтрационное удаление твердых взвешенных частиц и взвеси, а также удаление плавающих нефтепродуктов, производящееся на нефтеловушках (рис. 2).

При захоронении сточных вод необходимо убедиться в их совместимости с водами, которые уже содержатся в гидрогеологическом комплексе, во избежание ухудшения фильтрационных свойств пласта. Эксплуатация данного полигона захоронения указывает на то, что данные воды совместимы, а следовательно, негативного влияния на фильтрационные свойства пласта нет.

Лабораторные исследования (эксперименты), проведенные авторами на основе полученных материалов по ряду месторождений [9], показывают, что при смешении сточных вод с пластовой водой осадков не наблюдается, что подтверждается многолетним опытом эксплуатации месторождений в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона [3, 7, 8].

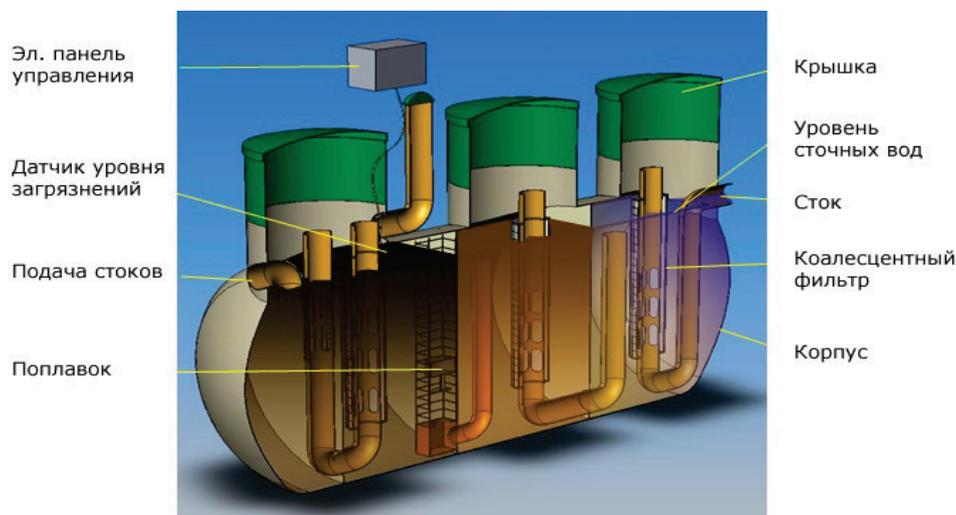


Рис. 2. Нефтеловушка

Предполагаемое воздействие закачиваемых промышленных сточных вод на гидрогеологические системы Берегового месторождения. Гидродинамические системы рассматриваемого месторождения подвержены изменению таких полей, как геотермическое, геостатическое и гидродинамическое. Также следует обратить внимание на возможность их локального загрязнения.

Избежать загрязнения подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса не удастся. Расчеты показывают, что прогнозный радиус распространения сточных вод достигнет 1 827 м, но они не окажут отрицательного воздействия как на разработку газовых залежей, так и на использование вод в лечебных целях, так как не будут входить в зону формирования пресных подземных вод существующего водозабора питьевых вод. Ближайший водозабор, используемый для питьевых целей, находится на расстоянии в более чем 4,5 км, где откачка производится из толщи пород четвертичного возраста [8].

За многолетний период захоронения вод на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона компонентов минерализованных хлоридных вод в зоне пресных не выявлено [2].

Таким образом, воздействие полигонов закачки на газовую залежь может быть связано главным образом с увеличением пластового давления в зоне закачки. Следует отметить, что при разработке сеноманской газовой залежи пластовое давление снижается, но закачка сточных вод такое снижение частично компенсирует. Закачка стоков на исследуемом объекте производится под разрабатываемую сеноманскую газовую залежь преимущественно при давлении нагнетания на устье поглощающих скважин не более чем в 5 МПа. Актуальные мониторинговые исследования показывают, что закачки сточных вод недостаточно для предотвращения снижения пластового давления.

На конец расчетного срока давление закачки прогнозируется не более 1,6 атм, что меньше предельно допустимой величины 117 атм.

Библиографический список

1. Гольдбергер В. М., Скворцов Н. П., Лукьянчикова Л. Г. Подземное захоронение промышленных сточных вод. – М.: Недра, 1994. – 282 с.
2. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 224 с.
3. Захоронение промстоков в недра Ямало-Ненецкого автономного округа / В. А. Бешенцев [и др.] // Материалы Всеросс. совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. – Иркутск, 2006. – С. 415–418.
4. РД 51-31323949-48-2000. Гидрогеологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. ООО «ИРЦ Газпром» / Под ред. В. П. Ильченко. – М., 2002. – 122 с.
5. Каменев А. П. РД 00158758-182-94. Методические рекомендации по обоснованию выбора поглощающих горизонтов и проектированию закачки промстоков на газовых предприятиях Западной Сибири. – Тюмень, 1995. – 100 с.
6. СТО РД Газпром 39-1.13-087-2003. Методические рекомендации по обоснованию выбора поглощающих горизонтов и проектированию закачки сточных вод на объектах ОАО «Газпром» в Западной Сибири. – М.: ИРЦ Газпром, 2003.
7. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Павлова Е. И. Захоронение сточных вод на нефтепромыслах севера Западной Сибири (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 6–9.
8. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Мезозойские подземные воды Пур-Тазовской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2017. – № 3. – С. 32–41.
9. Обезвреживание сточных вод в Ямало-Ненецком автономном округе / В. А. Бешенцев [и др.] // Горные ведомости. – 2008. – № 2. – С. 86–96.

Сведения об авторах

Лазутин Николай Константинович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129913086, e-mail: kpw@yandex.ru

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Гудкова Ангелина Аркадьевна, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89097416675

Information about the authors

Lazutin N. K., Postgraduate, Industrial University of Tyumen, phone: 89129913086, e-mail: kpw@yandex.ru

Beshentsev V. A., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Gudkova A. A., Student, Industrial University of Tyumen, phone: 89097416675

УДК 550.8.056

**ПРИВЛЕЧЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПЕТРОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА
ШЛИФОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ
КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД
С ВТОРИЧНЫМИ ПРОЦЕССАМИ МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ
(НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ)
INVOLVING THE RESULTS OF PETROGRAPHIC ANALYSIS OF THIN
SECTIONS WHEN JUSTIFYING THE METHODOLOGY FOR ISOLATING
RESERVOIRS IN TERRIGENOUS ROCKS WITH SECONDARY
MINERAL FORMATION PROCESSES (A STUDY OF ONE
OF THE DEPOSITS IN EASTERN SIBERIA)**

Ш. В. Мухидинов, Е. О. Беляков
Sh. V. Mukhidinov, E. O. Belyakov

ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург

Ключевые слова: петрографический анализ шлифов; связанность порового пространства; вторичные процессы минералообразования; граничные значения выделения коллекторов; абсолютная газопроницаемость

Key words: petrographic analysis of thin sections; pore space connectivity; secondary mineral formation processes; boundary values of reservoir separation; absolute gas permeability

Предлагается альтернативный подход для обоснования граничных критериев выделения коллекторов, основанный на использовании разномасштабной информации. Его особенностью является комплексирование результатов петрографических анализов шлифов и петрофизических исследований керна, что позволило повысить достоверность определения эффективных толщин.

Рассматриваемый разрез представлен терригенными и карбонатными породами. Данная работа ограничивается терригенным интервалом, который относится к вендским отложениям и представлен базальными конгломератами, гравелитами, песчаниками разномасштабными, алевролитами и аргиллитами. Породы залегают на кристаллическом фундаменте, местами метаморфизованном [1, 2], общие толщины пластов варьируют от первых метров до десятков.

Выделение коллекторов — одна из основных задач в разведке и разработке нефтяных месторождений. В песчано-гравелитовом разрезе непской свиты решение этой задачи осложнено тем, что породы на стадии катагенеза подвергались вторичным процессам. Эти процессы, как показывают результаты исследований, приводят преимущественно к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород. Основными постседиментационными факторами являются засоление порового пространства, ангидритизация, доломитизация и регенерация кварца. Среди перечисленных факторов засоление порового пространства в значительной степени определяет величину эффективных толщин пластов, их коллекторские свойства и продуктивность скважин [3, 4].

Особенности стандартного подхода обоснования методики выделения коллекторов. Обычно в практике выделение коллекторов осуществляется на основе прямых качественных признаков наличия проницаемых интервалов. Глинистая корка, образовавшаяся за счет проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, приводит к сужению диаметра скважины, расхождению показаний микрозондов, а само проникновение фильтрата служит причиной появления градиента сопротивления на показаниях многозондовых электрических методов каротажа. При этом зачастую из-за геолого-технологических условий бурения скважин и вскрытия проницаемого интервала прямые признаки коллекторов типовым комплексом методов геофизических исследований скважин (ГИС) не фиксируются.

Как правило, в таких случаях используют количественные критерии для выделения коллекторов, в качестве которых могут быть граничные отсечки по открытой пористости (K_n), абсолютной газопроницаемости (K_{np}), двойному разностному параметру кривой гамма-каротажа (ΔJ_γ) и др. Граничные значения рассчитываются при нулевой динамической пористости ($K_{нд}$), которая определяется выражением

$$K_{нд} = K_n(1 - K_{во} - K_{но}), \quad (1)$$

где K_n — коэффициент открытой пористости, определяемый путем насыщения образца керна водой, газом или керосином; $K_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности, который оценивается по результатам изучения кривых капиллярных давлений (ККД); $K_{но}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности, определяемый экспериментом по вытеснению флюидов.

Для оценки граничных отсечек параметров ФЕС были проведены соответствующие эксперименты на коллекции из 84 образцов керна. Для каждого образца была рассчитана величина динамической пористости $K_{нд}$, и путем сопоставления результатов с пористостью и абсолютной газопроницаемостью были определены граничные величины K_n и K_{np} (рис. 1).

Кроссплоты, приведенные на рисунке 1, получены для засоленных ($K_{галит} > 5\%$) и незасоленных ($K_{галит} < 5\%$) пород. Объем галита в первой коллекции составляет в среднем 15%. Следует отметить различие граничных величин K_n^{zp} и K_{np}^{zp} для засоленных и незасоленных пород. В зависимости от степени засоления граничная пористость изменяется в диапазоне от 2,1 до 5,9%, а абсолютная газопроницаемость варьирует в пределах 0,45–1 мД. Интересным фактом на этих графиках является то, что с засолением значение граничной пористости снижается, а отсечка по проницаемости увеличивается.

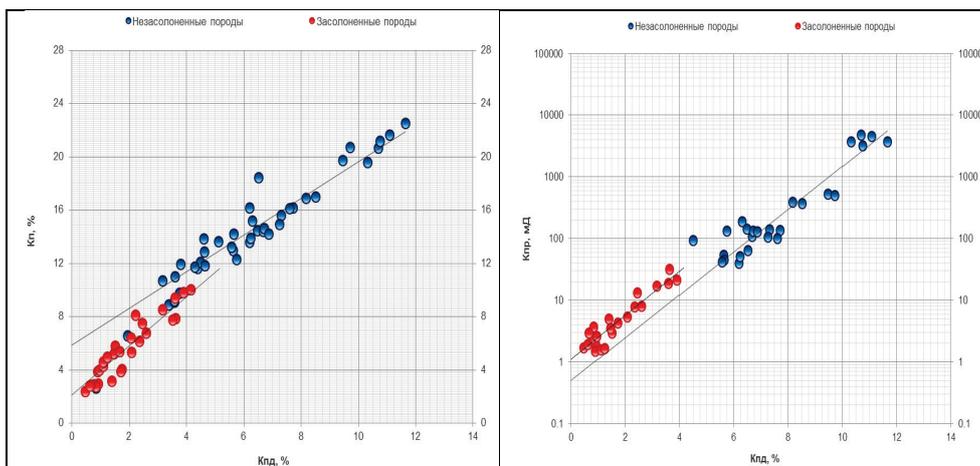


Рис. 1. Сопоставление открытой пористости (K_n) и абсолютной газопроницаемости (K_{np}) с динамической пористостью ($K_{нд}$) для терригенных пород непской свиты Чонской группы месторождений

Нами был проанализирован каротаж в пределах непской свиты вендских отложений, проведена интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС). Отсутствие прямых признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт обусловило необходимость использования граничных отсечек $K_n^{zp} = 5,9\%$ и $K_{np}^{zp} = 0,5$ мД для выделения коллекторов. При этом выделенные по полученным отсечкам коллекторы, не подтвердились результатами испытаний пластов. Отсутствие притока из пористых ($K_n > K_n^{zp}$) и проницаемых ($K_{np} > K_{np}^{zp}$)

интервалов заставила нас с большей детальностью пересмотреть количественные критерии выделения коллекторов.

Использование результатов петрографического анализа шлифов в уточнении граничных критериев выделения коллекторов. Петрографический анализ шлифов позволил исследовать особенности влияния вторичных процессов минералообразования на структуру пустотного пространства (рис. 2).

Процессы засоления (галитизация и ангидритизация), регенерация кварца и доломитизация привели к изменению ФЕС. При содержании галита до 6 % наблюдается значительное уменьшение пористости при незначительном ухудшении проницаемости. Когда доля галита превышает 6 % поровые каналы сужаются до полного исчезновения. То есть порода, имеющая $K_n > K_n^{sp}$ и $0 < K_{галит} < 6\%$, может считаться как засоленный коллектор.

В связи с этим основная задача изучения фотографий шлифов состояла в оценке связанности пор между собой. Шлифы были изготовлены из торцов цилиндрического керна, что обеспечило комплексный анализ результатов петрографических и петрофизических исследований.

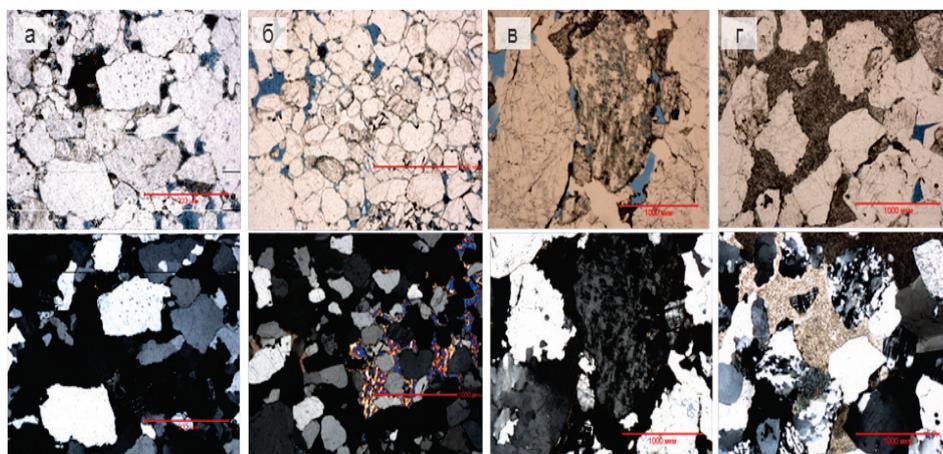


Рис. 2. Фотографии шлифов, изготовленных из песчаников непской свиты: а — с галитовым цементом; б — со следами ангидритизации; в — с регенерационным поровым кварцем и карбонатным цементом; г — с доломитовым цементом

Методика комплексирования петрографических и петрофизических исследований заключалась в следующем: разрез 13 скважин, из которых был отобран керн и изготовлены шлифы с шагом в среднем 2–3 шлифа/м продуктивного интервала, был детально расчленен не только по литологическим особенностям, но и по критерию связанности пор. Поскольку рассматриваемым вопросом в рамках данной работы является граница коллектор — неколлектор, критерий связанности пор определялся как «есть связанность» и «нет связанности» в двумерной плоскости шлифа путем визуальной оценки наличия или отсутствия связей между порами. В данном случае подразумевается, что в сопоставимом по размеру объеме связи между порами, прослеживаемые по шлифам, аналогичны во всех направлениях, поэтому вероятность фильтрации углеводородов существенно выше в тех породах, где прослеживается визуальная связанность, и, соответственно, ниже в породах с отсутствием таковой. Пример фотографий шлифов с наличием и отсутствием связей между порами приведен на рисунке 3.

В зависимости от принадлежности пород к интервалам со связанными/несвязанными порами сформированы две коллекции из 620 образцов керна, в

том числе 305 образцов из интервалов с несвязанными порами и 315 образцов из интервалов со связанными порами.

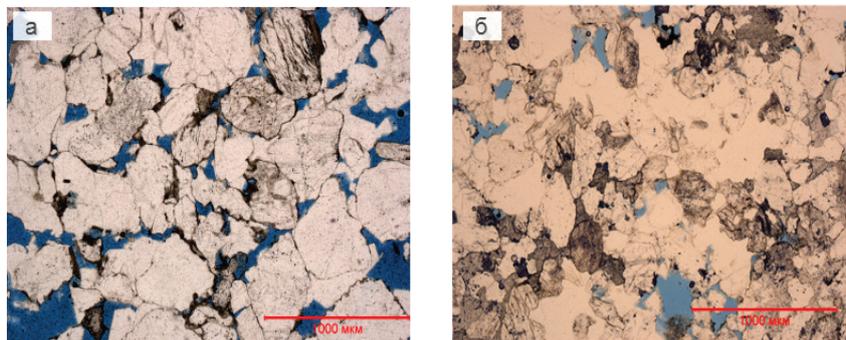


Рис. 3. Пример фотографий шлифов с наличием (а) и отсутствием (б) связности пор

Сопоставление в поле проницаемость — пористость показывает, что облака точек для пород с наличием и отсутствием связности пор имеют довольно четкую дифференциацию (рис. 4). Граница, разделяющая породы со связанными и несвязанными порами выражается в виде функции $K_{np}^{zp} = f(K_n)$ и имеет следующий вид:

$$K_{np}^{zp} = 6,02 \cdot (K_n)^{-0,97}. \quad (2)$$

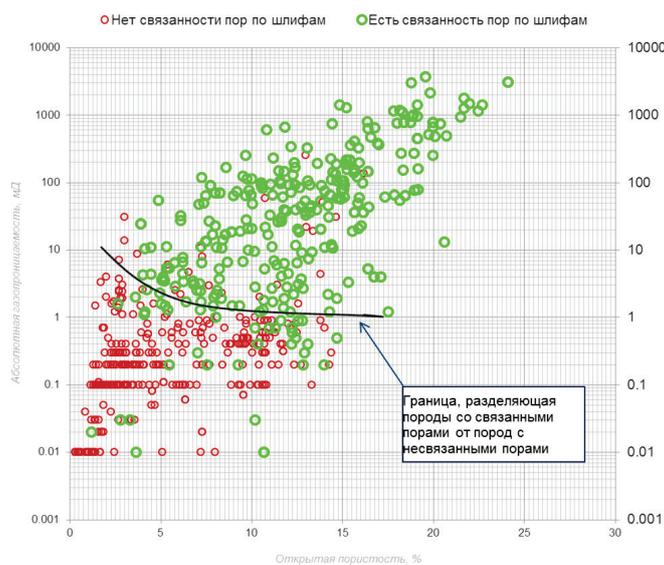


Рис. 4. Обоснование граничной отсечки абсолютной газопроницаемости по результатам петрографических и петрофизических исследований горных терригенных пород венда

Таким образом, коллекторами будут считаться те породы, газопроницаемость которых будет больше рассчитанной величины K_{np}^{zp} . При этом можно отметить, что величина граничной газопроницаемости увеличивается с уменьшением открытой пористости пород. Этот факт, установленный по данным экспериментальных

исследований реальных образцов горных пород методами петрографии и петрофизики, подтверждает те критерии, которые были получены для засоленных и незасоленных пород (см. рис. 1).

На основе установленной «плавающей» отсечки по газопроницаемости были пересмотрены и уточнены границы коллекторов во всех скважинах лицензионных участков. В результате разработанный подход позволил снизить погрешность определения эффективных толщин в терригенных засоленных коллекторах венда с 21,6 до 6,7 %.

Эффективность использования полученной методики определяется достоверностью определения абсолютной газопроницаемости по ГИС. Модель абсолютной газопроницаемости была построена на основе трехмерной связи керн — ГИС, где пористость и интервальное время пробега продольной волны (ΔT) являются основными определяющими параметрами. При этом K_n и K_{np} были определены на керне. Величина ΔT была оценена по данным ГИС в пределах выделенных однородных пропластков. Типизация пород по величине ΔT позволила на кроссплоте проницаемость — пористость получить трехмерную модель абсолютной газопроницаемости (рис. 5), которая описывается следующими уравнениями:

$$\text{для пород с } \Delta T > 240 \text{ мкс/м } K_{np} = \exp(10 \cdot K_n^{0.4} - 27,5); \quad (3)$$

$$\text{для пород с } \Delta T < 240 \text{ мкс/м } K_{np} = \exp(9,9 \cdot K_n^{0.4} - 42,2 \cdot \ln(\Delta T) + 205,1). \quad (4)$$

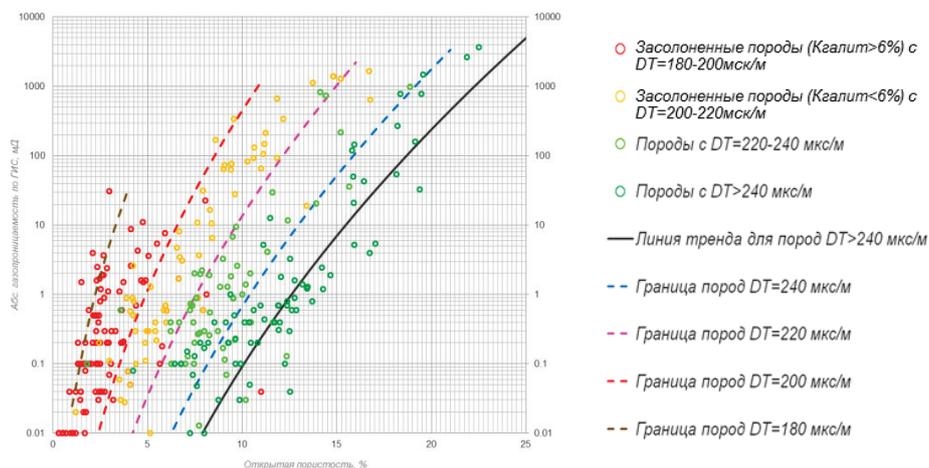


Рис. 5. Трехмерная зависимость абсолютной газопроницаемости (K_{np}) от открытой пористости (K_n) и интервального времени пробега продольной волны (ΔT) для терригенных пород венда

Достоверность оценки газопроницаемости определялась путем сопоставления расчетных величин K_{np} по ГИС с данными по керну. Для сопоставления расчетной и экспериментальной величин газопроницаемости были использованы данные по 124 прослоям, выделенным в разрезе 14 разведочных скважин исследуемой площади. Сопоставление представлено на рисунке 6. Из сопоставления видно, что погрешность определения газопроницаемости составляет $\pm 0,5$ порядка, что можно считать в пределах допустимой ошибки.

Таким образом, новый подход, основанный на использовании «плавающей» граничной отсечки по газопроницаемости, позволяет с учетом связанности пор выделять коллекторы. Такой пример по одной из скважин изучаемых участков представлен на рисунке 7.

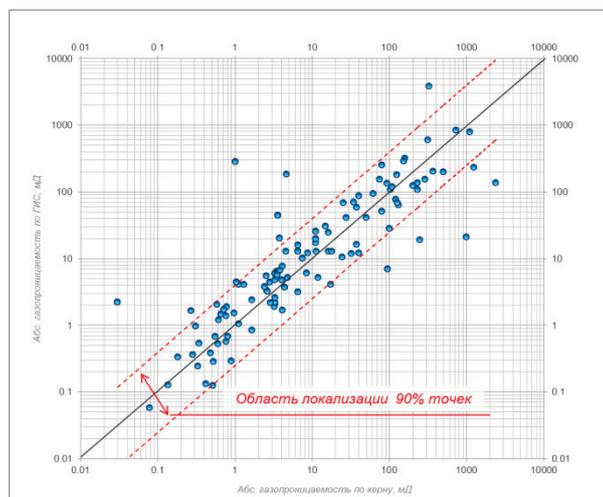


Рис. 6. Сопоставление расчетных значений абсолютной газопрооницаемости ($K_{пр}$) с экспериментально замеренными величинами газопрооницаемости на керне для коллекторов исследуемых лицензионных участков

Стандартная методика выделения коллекторов, предусматривающая использование граничной отсечки по K_n обеспечила 19,8 м эффективной толщины проницаемого интервала, в котором в зависимости от ФЕС можно выделить три литотипа (таблица).

По результатам испытаний были получены притоки в первом и втором литотипах. Третий литотип, имея величину $K_{пр}$ в диапазоне 1–10 мД, оказался «сухим».

Фильтрационно-емкостные свойства выделенных литотипов

Номер п/п	Тип коллекторов	Диапазон изменения открытой пористости, %	Диапазон изменения абсолютной газопрооницаемости, мД
1	Первый	15–17	10–100
2	Второй	15–17	1–10
3	Третий	6–8	1–10

В отличие от результатов использования стандартной методики, по новому подходу выделены коллекторы с суммарной толщиной 9,7 м, что в два раза меньше. Использование «плавающей» отсечки позволило исключить из коллекторов прослой, относящиеся к третьему литотипу, несмотря на то что пористость этих пород превышает установленное граничное значение.

Таким образом, на основе экспериментальных исследований керна горных пород и практических результатов изучения разреза скважин можно сделать вывод о том, что наличие проницаемости по газу ($K_{пр} > 1$ мД) не является гарантом получения притока из пласта. Ключевым фактором, обеспечивающим движение флюидов в поровом пространстве, является связанность пор, которая определяет возможность миграции углеводородов благодаря наличию связей между порами с характерным соотношением размеров пор и длин связей между ними. Количественное описание данного параметра может быть выполнено в рамках концепции связанности порового пространства (КСПП), некоторые элементы которой изложены в работах [2, 5].

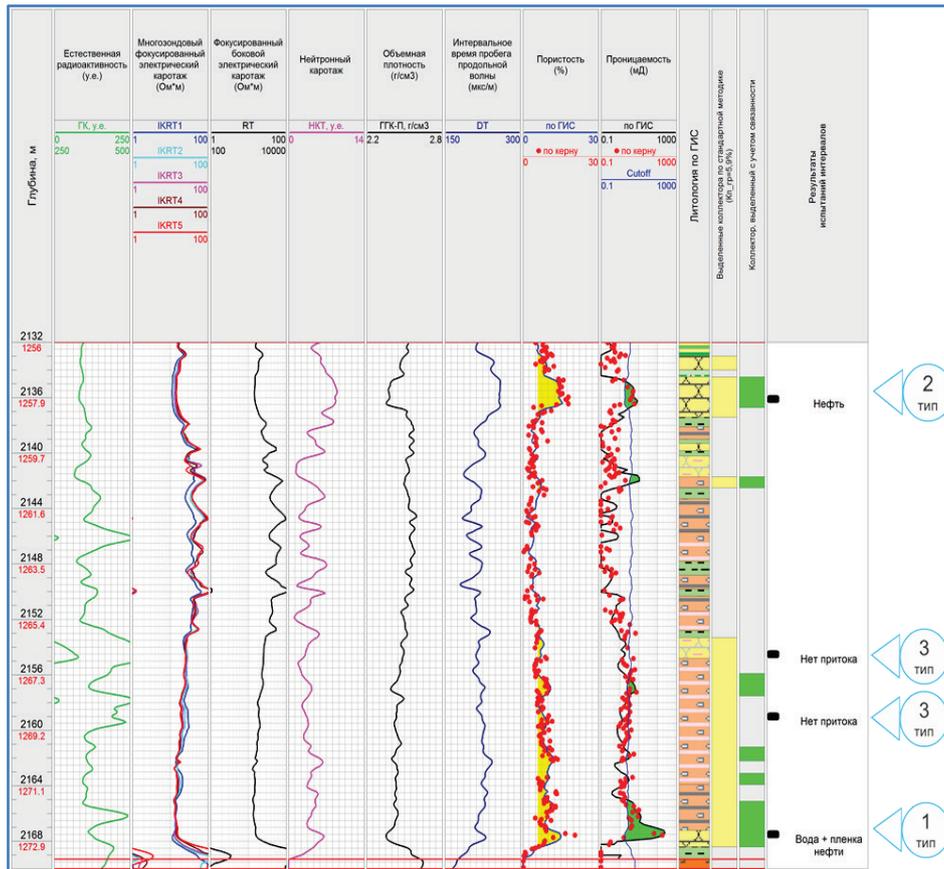


Рис. 7. Сопоставление результатов выделения коллекторов по стандартной и новой методикам

Библиографический список

1. Воробьев В. С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 27–32.
2. Беляков Е. О., Мухидинов Ш. В. Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы. Сб. статей / Сост. Б. Н. Еникеев. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. – 383 с.
3. Городнов А. В., Черноглазов В. Н., Давыдова О. П. Определение фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях непского свода Восточной Сибири // Картажник. – 2012. – № 12 (222). – С. 26–41.
4. Шубин А. В., Рыжков В. И. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным // Геофизика. – 2013. – № 5. – С. 17–25.
5. Вероятностная модель распределения флюидонасыщенности порового пространства пород как основа уточнения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств / Е. О. Беляков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 48–50.
6. Вещественный состав пород фундамента Верхнечонского месторождения и их отражения в структуре поверхности «фундамент – осадочный чехол» по данным сейсморазведки (Восточная Сибирь) / Т. М. Карих [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 13–21.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

Сведения об авторах

Мухидинов Шухрат Валиджонович, к. т. н., начальник отдела петрофизического моделирования, Управление петрофизического моделирования и интерпретации ГИС, Департамент геологической поддержки проектов, ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, e-mail: Mukhidinov.ShV@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Mukhidinov Sh. V., Candidate of Engineering, Head of the Department of Petrophysical Modeling, Petrophysical Modeling and Interpretation of GIS, Department of Geological Project Support, LLC «Gazpromneft NTC», Saint Petersburg, e-mail: Mukhidinov.ShV@gazpromneft-ntc.ru

УДК 556.3(571.1)

**О ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ
ЯМАЛО-КАРСКОЙ ДЕПРЕССИИ
(СЕВЕРНЫЕ РАЙОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**
VERTICAL HYDRODYNAMIC ZONING OF THE YAMAL-KARA DEPRESSION
(NORTHERN AREAS OF WESTERN SIBERIA)

Д. А. Новиков

D. A. Novikov

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Ключевые слова: пластовое давление; коэффициент аномальности; межпластовые перетоки; элизионный водообмен; Западно-Сибирский мегабассейн

Key words: reservoir pressure; anomaly ratio; crossflows; expelled water exchange; the West Siberian megabasin

Гидродинамическим исследованиям Западной Сибири посвящены труды Б. Л. Александрова, Г. Д. Гинсбурга, А. Е. Гуревича, В. И. Дюнина, А. П. Каменева, В. Н. Корценштейна, Н. М. Кругликова, Б. Ф. Маврицкого, В. М. Матусевича, В. В. Нелюбина, О. В. Равдоникас, А. Д. Резника, О. Н. Яковлева и многих других исследователей [1–8].

При этом многими учеными отмечается тот факт, что даже основные гидродинамические закономерности Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) до настоящего времени изучены лишь в общих чертах. В первую очередь это относится к рассматриваемым в рамках настоящей работы северным районам в границах Ямало-Карской депрессии (рис. 1).

В основу нашего исследования положены результаты испытания более 4 000 объектов 251 поисковой площади, а также материалы интерпретации ГИС и лабораторных исследований

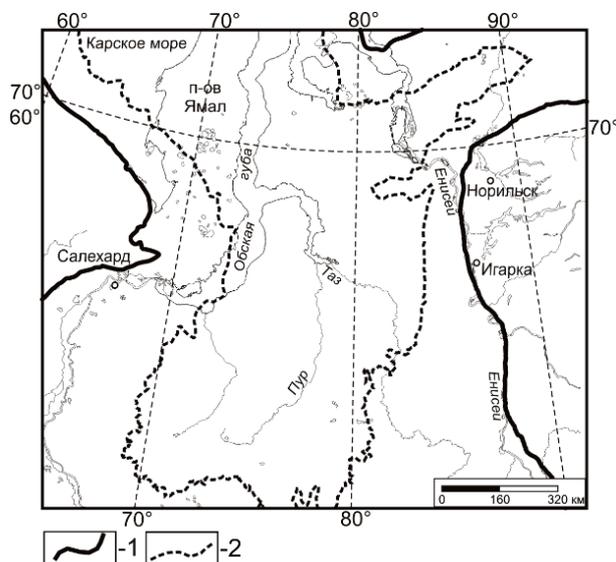


Рис. 1. Местоположение района исследований (границы: 1 — Западно-Сибирского мегабассейна; 2 — Ямало-Карской депрессии)

керна (более 6 200 образцов). Наиболее изученными из всех являются меловые резервуары.

Особенности строения и степень глубинной изученности позволяют в настоящее время выделить в разрезе мезозойско-кайнозойскую водонапорную систему с характерными водонапорными толщами, водонапорными и водоупорными комплексами. Основной гидродинамической особенностью этой части ЗСМБ является широкое развитие на глубинах 2,8–6,0 км аномально высоких пластовых давлений (АВПД) как в юрских гидрогеологических комплексах, так и в вышележащих горизонтах, вплоть до неокомских (рис. 2). С глубиной отчетливо выделяются две гидродинамические зоны (сверху вниз): гидростатическая и повышенная, переходящая в аномально высокое пластовое давление (АВПД). К первой приурочено большинство водоносных горизонтов апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса. В нижезалегающем неокомском комплексе напряженность гидродинамического поля возрастает, и пластовые давления постепенно с повышенных переходят к АВПД в его нижних горизонтах. В юрских комплексах в центральных районах изучаемого района доминируют повышенные давления и АВПД, которые снижаются до гидростатических по мере приближения к периферии бассейна. Эта закономерность отчетливо просматривается на примере полуострова Ямал, где в направлении с юга на север от Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения к Малыгинскому гидрогеологическая закрытость недр растет, что закономерно проявляется в росте коэффициента аномальности пластового давления (K_a) от нормальных (0,95–1,00) до АВПД (1,60–1,92) соответственно [9, 10]. Нижезалегающие доюрские комплексы сильно различаются по величине пластовых давлений. Так, для триасовых ярко выражены АВПД, а для палеозойских характерны нормальные (гидростатические) и повышенные давления [11]. Рассмотрим характерные черты гидродинамики основных водоносных комплексов (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика гидродинамических параметров и фильтрационно-емкостных свойств нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии

Водоносный комплекс	Рпл, МПа	K_a , де.	ϵ , мкм ² ·м/мПа·с	n, %	$Q_{\text{воды}}$, м ³ /сут
Апт-альб-сеноманский	$\frac{3,47-28,40}{15,84}$ (924)	$\frac{0,84-1,14}{1,02}$ (924)	$\frac{3,81 \cdot 10^{-5}-7,40 \cdot 10^3}{109,91}$ (130)	$\frac{10,54-42,55}{24,75}$ (814)	$\frac{0,62-1025,10}{76,87}$ (184)
Неокомский	$\frac{6,28-77,93}{27,25}$ (2189)	$\frac{0,81-2,12}{1,05}$ (2189)	$\frac{2,23 \cdot 10^{-4}-4,15 \cdot 10^3}{18,72}$ (273)	$\frac{7,40-33,52}{17,41}$ (2 403)	$\frac{0,15-654,00}{42,10}$ (532)
Верхнеюрский	$\frac{9,90-67,65}{30,52}$ (428)	$\frac{0,92-1,87}{1,11}$ (428)	$\frac{1,02 \cdot 10^{-4}-5,04}{0,13}$ (98)	$\frac{0,70-24,73}{12,80}$ (576)	$\frac{0,10-267,30}{25,68}$ (109)
Нижне-среднеюрский	$\frac{6,63-101,89}{39,28}$ (397)	$\frac{0,86-2,21}{1,28}$ (397)	$\frac{8,7 \cdot 10^{-6}-38,92}{0,19}$ (94)	$\frac{1,50-21,06}{10,34}$ (1 182)	$\frac{0,10-192,20}{20,02}$ (138)
Доюрские	$\frac{9,11-90,00}{33,08}$ (73)	$\frac{0,85-1,71}{1,12}$ (73)	$\frac{0,02-90,70}{27,45}$ (13)	$\frac{1,90-16,00}{8,19}$ (313)	$\frac{0,24-115,00}{14,75}$ (37)

Примечание. Рпл — величина пластового давления; K_a — коэффициент аномальности пластового давления; ϵ — гидрорободность; n — пористость; $Q_{\text{воды}}$ — дебит воды. В числителе приведены минимальные и максимальные значения, в знаменателе — среднее значение, число замеров.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс характеризуется пластовыми давлениями, варьирующими в интервале 3,5–28,4 МПа, которые контроли-

руются глубиной залегания водоносных горизонтов [12, 13]. Как видно из рисунка 2, комплекс характеризуется преимущественно нормальными (гидростатическими) давлениями. Анализируя напряженность гидродинамического поля в региональном плане, следует отметить, что почти вся изучаемая территория находится в зоне нормальных давлений.

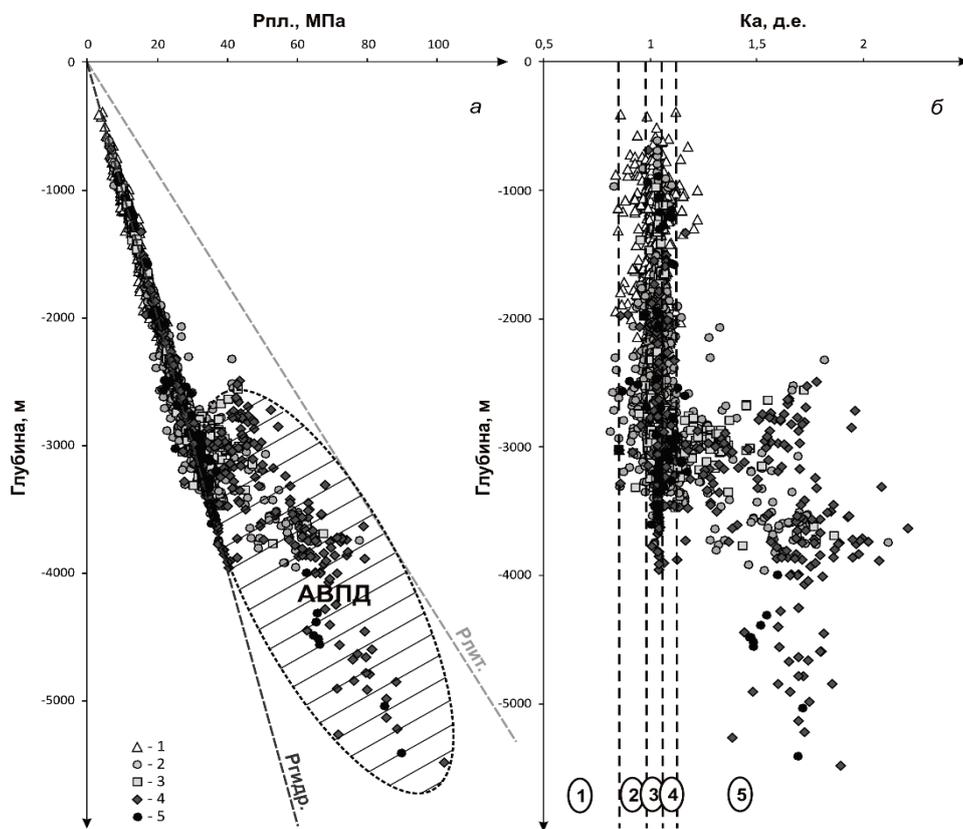


Рис. 2. Изменение величины пластовых давлений (а) и K_a (б) с глубиной залегания водоносных горизонтов в пределах арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна: а) гидрогеологические комплексы: 1 — апт-альб-сеноманский; 2 — неокомский; 3 — верхнеюрский; 4 — ниже-среднеюрский; 5 — доюрские; б) зоны пластовых давлений по величине K_a : 1 — аномально низких (менее 0,8); 2 — пониженных (0,8–0,95); 3 — нормальных (0,95–1,05); 4 — повышенных (1,05–1,15); 5 — аномально высоких (более 1,15)

На этом фоне достаточно большие территории приурочены к зонам повышенных давлений в северо-западных (южные районы Карской мегасинеклизы) и центральных районах (центральные районы Антипаютинско-Гадебеяхинской мегасинеклизы и южный склон Северо-Тазовской мегавпадины, осложняющей структурный план Большехетской мегасинеклизы). Спорадическое развитие гидродинамические аномалии пониженных давлений, связанных с существованием залежей в отложениях комплекса, который является основным источником газа в Западной Сибири. В арктических районах сосредоточены уникальные по запасам месторождения, трлн m^3 : Уренгойское — 9,5, Медвежье — 1,0, Южно-Русское — 1,0, Ямсовейское — 1,0, Комсомольское — 0,7 и другие [14, 15]. Анализ контуров распространения аномалий пониженных давлений показал наличие прямой связи с существованием уникальных и крупных газовых залежей в пределах комплекса, особенно сеноманских. Подобные аномалии выявлены в пределах Бованенковско-

го, Мессояхского, Тагульского, Утреннего, Харампурского, Ямсовейского и других месторождений, где K_a варьирует в интервале 0,83–0,91.

Анализ распределения давлений, приведенных к плоскости — 2 500 м в пределах апт-альб-сеноманского комплекса, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, выступающих в качестве внутренних областей питания подземных вод, приуроченных к наиболее погруженным территориям Среднепурского наклонного мегажелоба, Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской и Карской мегасинеклиз. Общий перепад приведенных давлений достигает 3,4 МПа. Зоны основных пьезоминимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазонакопления, например с Харасавэйской — на севере, Ванкоро-Сузунской — на востоке, Уренгойской — в центральных районах и другими.

В разрезе неокомского гидрогеологического комплекса пластовые давления изменяются в интервале от 6,3 до 77,9 МПа. К низам комплекса приурочены водоносные горизонты, в пределах которых отмечено наличие АВПД, повышенные давления широко проявлены по всему разрезу (см. рис. 2). Анализ распределения K_a показал наличие трех зон давлений: нормальных, повышенных и аномально высоких. Причем, как и в вышележающем апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе, здесь доминирует зона нормальных давлений. На ее фоне можно выделить две крупные области повышенных пластовых давлений, одна из них приурочена к центральным районам и ограничена территорией Большехетской мегасинеклизы, а вторая выявлена на севере и частично включает структуры Карской и Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклиз, охватывая восточную часть Агапско-Енисейского желоба. В границах этих областей установлено семь гидродинамических зон с АВПД. На севере это территории Южно-Карской мегавпадины, Тадебеяхинского мегапрогиба, Енисейской мегавпадины. В пределах Большехетской мегасинеклизы районы развития АВПД приурочены к структурам Нерутинской мегавпадины. Как и в апт-альб-сеноманском комплексе, здесь выявлен ряд гидродинамических аномалий с пониженным фоном пластовых давлений с K_a равным 0,86–0,91. Они также приурочены к крупным месторождениям (Утреннее, Харасавэйское, Ванкорское и другие).

Общий перепад давлений, приведенных к плоскости — 4 000 м в пределах неокомского комплекса, достигает 28,0 МПа. Анализ их распределения выявил обширные высокоградиентные зоны пьезомаксимумов, выступающие в качестве внутренних областей питания подземных вод, приуроченных к наиболее погруженным территориям Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской, Карской мегасинеклиз и Агапско-Енисейского желоба. Максимальные градиенты снижения давлений по латерали до 0,8–1,2 МПа/км установлены на северо-востоке изучаемой территории в переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому, который структурно приурочен к Енисей-Хатангскому региональному прогибу. Чем же обусловлены такие колоссальные величины? Ситуация проясняется при детальном рассмотрении особенностей гидрогеологического строения [8, 16]. На склоне Северо-Мессояхской мегамоноклинали в пределах Нижнехетской и Малохетской структур выявлены разломные зоны, где разгрузка подземных вод происходит до настоящего времени. В западном направлении происходит погружение кровли неокомских отложений с 300 до 2 000 метров и более. Приведенные давления растут с 36 до 52 МПа. Здесь выявлена обширная зона с АВПД, ограниченная Пайяхской, Средне-Яровской, Турковской и Танамской площадями. Самые высокие значения K_a отмечаются в скважинах Турковская 1 — 2,45; Турковская 2 — 1,46; Пайяхская 1 — 1,45 и Пайяхская 2 — 1,49. С зоной АВПД граничит область повышенных давлений, которая с юго-запада и северо-востока начинает увеличиваться, уходя в северо-западные районы. Со значениями приведенных давлений менее 35–36 МПа связаны области распространения пониженных давлений в пределах Озерной, Нижне-Хетской, Мало-Хетской, Суходудинской, Точинской и Долганской площадей, что связано с влиянием выявленных здесь газовых залежей. Эти закономерности также характеризуют основные пьезоминимумы в целом для арктических районов Западной Сибири и их совпаде-

ние с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции. При этом отмечается трассирование ряда зон нефтегазоаккумуляции, например Уренгойской с областями повышенных давлений, что может свидетельствовать о процессах вертикальной миграции в их пределах из более глубоководных юрских комплексов.

Верхнеюрский гидрогеологический комплекс с точки зрения гидродинамики является наиболее интересным. Пластовые давления в его пределах изменяются значительно и колеблются от 9,9 до 67,7 МПа. Особенностью динамики вод комплекса является наличие АВПД с коэффициентом аномальности до 1,87 (см. рис. 2). Анализ напряженности гидродинамического поля показал на изучаемой территории доминирование двух зон давлений (рис. 3): нормальных (восточные районы) и аномально высоких (западные и центральные районы). Между ними с юга на север протягивается зона повышенных давлений ($K_a = 1,05-1,15$). В восточных районах с доминированием нормальных давлений спорадически встречаются гидродинамические аномалии с повышенными давлениями приуроченными к структурам Ютырмальского, Текто-Харампурского и Равнинного месторождений [17]. Наличие такой обширной зоны АВПД в центральной и западной части Надым-Тазовского междуречья (близ границы глинизации оксфордского регионального резервуара) можно объяснить элизионным типом режима в этой части исследуемого региона [18]. В. М. Матусевичем с соавторами [5, 6] с запада на восток выделены следующие водоносные системы: элизионная литостатическая, элизионная геодинамическая (контролируемая Уренгойско-Колтогорским грабен-рифтом) и инфильтрационная.

Анализ распределения давлений, приведенных к плоскости — 3 800 м (см. рис. 3) в пределах верхнеюрского комплекса, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, приуроченных к границе глинизации оксфордского регионального резервуара в западных районах Надым-Тазовского междуречья и наиболее погруженным территориям Среднепурского наклонного мегапрогиба и Большехетской мегасинеклизы. Общий перепад приведенных давлений по комплексу достигает 34,0 МПа. Рост приведенных давлений на границе глинизации проницаемых отложений говорит о надежном литологическом экране и возможности латеральной миграции флюидов с запада на восток в условиях элизионной литостатической водоносной системы. Зоны основных пьезо минимумов также совпадают с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции, например с Харампурской в пределах Среднепурского наклонного мегажелоба и другими.

Самый нижний из детально изученных ниже-среднеюрский гидрогеологический комплекс характеризуется пластовыми давлениями 6,6–101,9 МПа (см. рис. 2). В центральных и северных районах доминирующая роль принадлежит повышенным и АВПД, далее, в восточном и западном направлениях к границам осадочного бассейна получает распространение зона нормальных давлений. Зона АВПД трассирует основные отрицательные надпорядковые тектонические элементы: Карскую, Антипаютинско-Тадебеяхинскую, Большехетскую мегасинеклизы и Агапско-Енисейский желоб. Нередко K_a достигает значения 1,5 и более, например, на Бованенковском месторождении в ниже-среднеюрских резервуарах — 1,54–1,77; Западно-Тамбейском — 1,79; Заполярном — 1,97–2,21; Уренгойском — 1,65–1,98 [9, 10]. Анализ распределения давлений, приведенных к плоскости — 5 500 м в пределах ниже-среднеюрского комплекса, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, которые совпадают с зонами развития АВПД. Общий перепад приведенных давлений достигает более 50 МПа, максимальные давления выявлены в пределах Карской (более 70 МПа) и Большехетской (свыше 80 МПа) мегасинеклиз. Можно констатировать факт сохранения в водоносной системе ниже-среднеюрского комплекса реликтов эксфильтрационного гидродинамического режима, так как большинство зон повышенных давлений приурочены к крупным отрицательным тектоническим элементам. Области основных пьезо минимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции, например с Новопортовской — на севере, Харампурской — в центральных районах и другими.

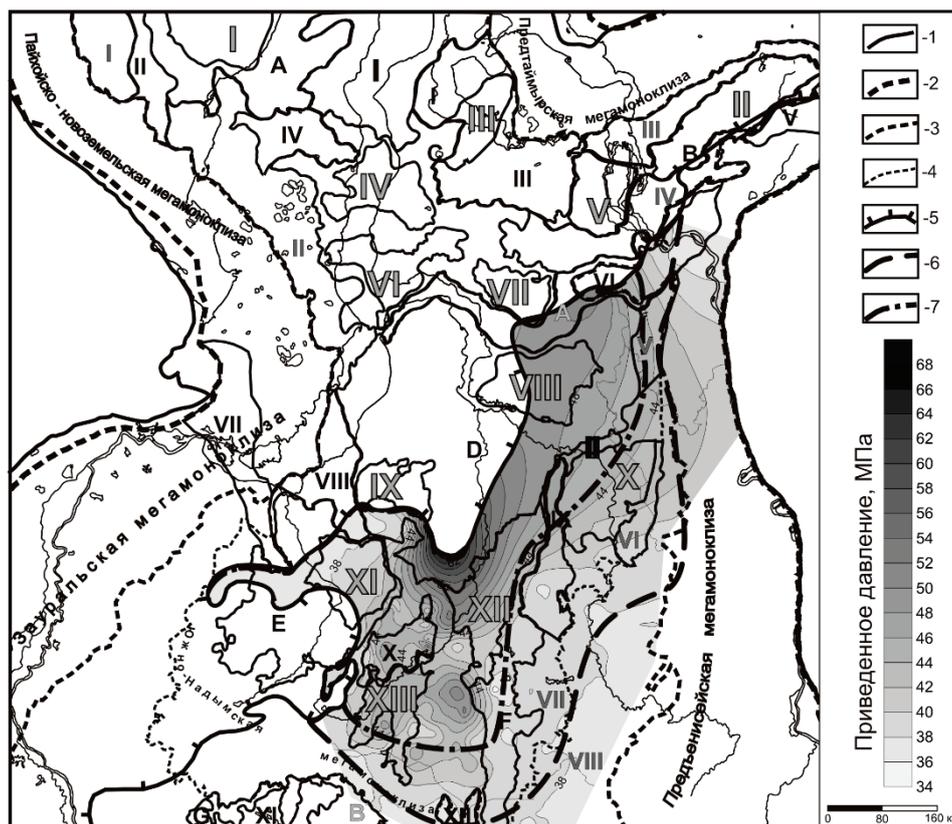


Рис. 3. Распределение давлений, приведенных к плоскости — 3 800 м в пределах верхнеюрского комплекса северных районов Западно-Сибирского мегабассейна

Границы: 1 — Западно-Сибирского мегабассейна; 2 — юрского осадочного бассейна; 3 — Внутренней области и Внешнего пояса; 4 — Ямало-Карской депрессии; 5 — глинизации оксфордских отложений; зоны давлений по величине Ка: 6 — повышенных; 7 — аномально высоких; тектонические элементы приведены согласно В. А. Конторовичу и др. [19].

Промежуточные тектонические элементы: 6 — мега-, мезо-, моноклинали: I — Северо-Карская моноклиза; II — Восточно-Пайхойская моноклиза; III — Южно-Таймырская мегамоноклинал; IV — Северо-Мессояхская мегамоноклинал; V — Долгонская мезомоноклинал; VI — Восточно-Тазовская мезомоноклинал; VII — Восточно-Пурская мегамоноклинал; VIII — Красноселькупская моноклиза; 7 — мега-, мезо- седловины: I — Южно-Карская мегаседловина; II — Северо-Часельская седловина.

Положительные тектонические элементы: 8 — структуры 0 порядка: A — Мессояхская наклонная гряда; B — Хантейская гемантеклиза; 9 — структуры 1 порядка: I — Северо-Гыданский мегавыступ, II — Припайхойский мегавыступ, III — Тундровый мегавыступ, IV — Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, V — Гыданский мегавыступ, VI — Усть-Портовский мегавыступ, VII — Ярудейский мегавыступ, VIII — Медвежье-Нугинский наклонный мегавал, IX — Часельский наклонный мегавал, X — Северный свод, XI — Сургутский свод, XII — Варьганско-Тагринский мегавыступ.

Отрицательные тектонические элементы: 10 — структуры 0 порядка: A — Карская мегасинеклиза, B — Агапско-Енисейский желоб, C — Антипаютинско-Тадобьяхинская мегасинеклиза, D — Большехетская мегасинеклиза, E — Надымская гемисинеклиза, F — Среднепурский наклонный мегажелоб, G — Мансийская синеклиза; 11 — структуры 1 порядка: I — Южно-Карская мегавпадина, II — Агапский мегавпадина, III — Среднегыданский мегаврез, VI — Яптиксалинская мегавпадина, V — Енисейская мегавпадина, VII — Восточно-Антипаютинская мегавпадина, VIII — Северо-Тазовская мегавпадина, IX — Нерутинская мегавпадина, X — Тазовский структурный мезалив, XI — Верхнетанловская мегавпадина, XII — Среднепурский наклонный мегавпадина, XIII — Пякупурско-Ампутинский наклонный мегавпадина.

Доюрские гидрогеологические комплексы на севере ЗСМБ изучены крайне слабо ввиду большой глубины их залегания. Большая часть достоверного гидродинамического материала имеется по Новопортовскому месторождению на полу-

острове Ямал [11] и группе месторождений в пределах Зауральской мегамоноклизы (Северо-Алясовское, Северо-, Южно-Игримские и другие) [20]. В изученных доюрских объектах пластовые давления варьируют от 9,1 до 90,0 МПа. Перечисленные выше месторождения характеризуются доминированием нормальных пластовых давлений с Ка, варьирующим в интервале 0,95–1,14.

Из вышесказанного следует, что водонапорные системы меловых и юрских комплексов в арктических районах ЗСМБ, включающие прослеживаемые на значительной территории продуктивные пласты, являются изолированными друг от друга надежными водоупорами, что подтверждается полученными результатами. Их изолированность нарушается лишь на локальных участках, к которым приурочены системы многочисленных разломов и тектонических нарушений либо развиты литологические окна. Даже в одном комплексе гидродинамические условия меняются значительно, в их пределах выделяются гидродинамически изолированные блоки.

Гидродинамические аномалии пониженных давлений в пределах апт-альб-сеноманского и неокомского гидрогеологических комплексов связываются нами с наличием в их разрезе уникальных и крупных по запасам газовых и газоконденсатных залежей, особенно в сеноманском резервуаре. Случаи повышенных и аномально высоких давлений в их пределах трактуются как признак высокой степени гидрогеологической закрытости недр, характеризующий элизионный тип водонапорной системы. В настоящее время в исследуемом регионе мы видим проявление двух типов природных водонапорных систем (по А. А. Карцеву, В. М. Матусевичу): элизионной (геостатической и геодинамической) во внутренних областях и инфильтрационной во внешних прибортовых.

Особенно широко зоны АВПД развиты в юрских водоносных комплексах. Они доминируют в западных и центральных районах в верхнеюрских отложениях и в северных и центральных районах нижне-среднеюрских. В неокомском, верхнеюрском и нижне-среднеюрском гидрогеологических комплексах отмечается присутствие обширных зон пьезоминимумов, протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа (Большехетская и Карская мегаинеклизы), которые соотносятся с крупнейшими зонами нефтегазоаккумуляции (Бованенковская, Ванкорско-Сузунская, Уренгойская и другие).

Исследования проводились при финансовой поддержке Проекта IX.131.3.2. «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» Программы IX.131.3. «Эволюция гидрогеологических систем осадочных бассейнов Сибири» Приоритетного направления IX.131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук Российской Федерации на 2013–2020 годы.

Библиографический список

1. Гинсбург Г. Д., Гуревич А. Е., Резник А. Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири // Советская геология. – 1971. – № 9. – С. 45–58.
2. Корценштейн В. Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. – М.: Недра, 1977. – 247 с.
3. Кругликов Н. М., Яковлев О. Н. Вопросы динамики подземных вод севера Западной Сибири // Гидрогеологические условия нефтегазоносности некоторых регионов СССР: сб. тр. – Л.: Недра 1981. – С. 78–100.
4. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
5. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
6. Матусевич В. М., Ушатинский И. Н. Особенности состава и формирования геофлюидальных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. – № 4. – С. 28–35.
7. Дюнин В. И., Корзун В. И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.

8. Новиков Д. А. Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокома переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 2. – С. 24–33.
9. Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65–74.
10. Сесь К. В., Новиков Д. А. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений центральной части полуострова Ямал // Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 30–35.
11. Новиков Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазо-конденсатного месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.
12. Новиков Д. А. Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья // Отечественная геология. – 2005. – № 3. – С. 73–82.
13. Новиков Д. А., Лепокуров А. В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. – 2005. – № 5. – С. 21–30.
14. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Западная Сибирь / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
15. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири / О. М. Ермилов [и др.]. – Новосибирск: СО РАН, 2004. – 141 с.
16. Кох А. А., Новиков Д. А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. – 2014. – Т. 41, № 4. – С. 375–386.
17. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Гидрогеологические условия Харампурского метавала // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – № 3. – С. 21–29.
18. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 8. – С. 1008–1020.
19. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
20. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, Issue 10. – P. 8703–8719.

Сведения об авторе

Новиков Дмитрий Анатольевич, к. г.-м. н., заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, тел. 8(383)3638036, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Information about the author

Novikov D. A., Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Siberian Sedimentary Basins, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Novosibirsk State University, phone: 8(383)3638036, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

УДК 551.34

**ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
УСТОЙЧИВОСТИ СКЛОНОВ КРИОЛИТОЗОНЫ**

**THERMOMECHANICAL MODEL FOR DETERMINING THE STABILITY
OF THE PERMAFROST ZONE SLOPES**

И. Л. Хабибуллин, Г. А. Нигаметьянова

I. L. Khabibullin, G. A. Nigametuanova

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Ключевые слова: мерзлый грунт; радиационный баланс; протаивание; талый слой; устойчивость склона

Key words: frozen ground; radiation balance; thawing; thawed layer; slope stability

Для районов Крайнего Севера являются актуальными исследования устойчивости на поверхности слоя криолитозоны, на котором проявляются процессы термоэрозии и термокарста грунтов. Эти процессы сопровождаются протаиванием и размывом многолетнемерзлых грунтов склона потоками воды. Для определения устойчивости оттаивающего склона, сложенного из мерзлых грунтов, рассматривается термомеханическая модель, включающая механическую и теплофизическую составляющие. Механическая составляющая модели построена на основе баланса сил, действующих на элемент грунта и в процессе его протаивания. Разработанная модель определения устойчивости склонов в процессе протаивания мно-

голетнемерзлых пород позволяет оценить коэффициент устойчивости склонов в зависимости от времени и множества параметров: теплофизических и механических свойств слагающих склон грунтов, составляющих радиационного баланса, экспозиции и угла наклона склона и т. д.

Рассмотрим механическую часть модели. Допустим, что на поверхности склона имеется талый слой, толщиной l . При оттаивании мерзлого грунта исчезает цементирующее действие льда, существенно снижается устойчивость грунта, и становится возможным сползание талого слоя вниз по склону. При этом можно считать, что поверхность скольжения совпадает с поверхностью нижележащих мерзлых пород, то есть потенциальная толщина области сползания грунта равна толщине талого слоя l .

На поверхности склона выделим объем талого грунта толщиной l , единичной длины и ширины. Силы, действующие на этот объем, показаны на рисунке.

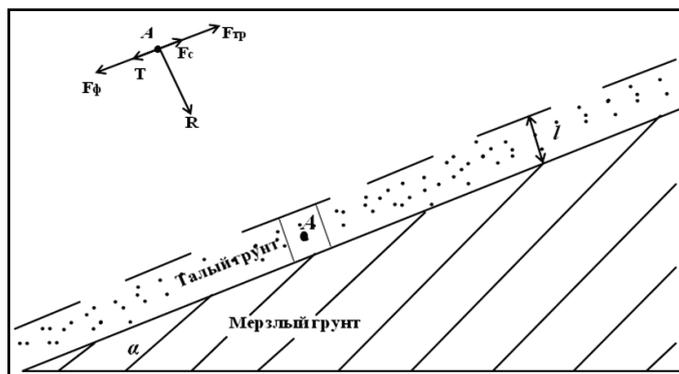


Рисунок. Схема для определения устойчивости склона

Будем считать, что талый слой насыщен водой. В результате действия взвешивающей силы поровой воды нормальная R и касательная T , составляющие веса грунта, уменьшаются.

$$R = (\rho - \rho_B)g \cdot l \cdot \cos \alpha, \quad T = (\rho - \rho_B)g \cdot l \cdot \sin \alpha,$$

где ρ — плотность грунта; ρ_B — плотность воды; α — угол склона; g — ускорение свободного падения.

Тогда сила трения, действующая на выделенный объем, равна

$$F_{TP} = (\rho - \rho_B)g \cdot l \cdot \cos \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где φ — угол внутреннего трения частиц грунта.

В общем случае сопротивление объема грунта сдвигу, в соответствии с законом Кулона — Мора, определяется следующим выражением [1]:

$$\tau = F_{TP} + C = (\rho - \rho_B)g \cdot l \cdot \cos \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi + C, \quad (1)$$

где C — сцепление частиц грунта.

Поскольку грунт водонасыщенный, в талом слое возможна фильтрация воды вниз по склону за счет гравитационного напора. Выражение для фильтрационного давления, действующего на выделенный объем грунта, определяется из выражения

$$F_{\phi} = \rho_B \cdot g \cdot i \cdot l = \rho_B \cdot g \cdot l \cdot \sin \alpha,$$

при этом фильтрационный гидравлический градиент i определяется углом откоса. Скорость фильтрации воды вдоль талого слоя определяется по закону Дарси $V = K_{\phi} \cdot \sin \alpha$, где K_{ϕ} — коэффициент фильтрации грунта.

Таким образом, суммарная сдвигающая сила равна

$$F_C = T + F_{\phi} = \rho \cdot g \cdot l \cdot \sin \alpha. \quad (2)$$

Приравнявая (1) и (2), получаем условие равновесия выделенного объема талого грунта

$$F_C \equiv \rho \cdot g \cdot l \cdot \sin \alpha = (\rho - \rho_B) g \cdot l \cdot \cos \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi + C \equiv \tau,$$

Условие устойчивости оттаивающего склона имеет вид

$$\eta = \tau / F_C = \frac{\rho - \rho_B}{\rho} \cdot \operatorname{ctg} \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi + \frac{C}{\rho \cdot g \cdot l \cdot \sin \alpha} \geq 1. \quad (3)$$

Формула (3) позволяет оценить устойчивость склона в зависимости от мощности талого слоя l и прочностных свойств оттаивающего грунта φ и C . Методика определения этих параметров, определяющих сопротивление сдвигу на границе оттаивания, предложена в [2, 3]. Там же рассмотрены их величины с учетом и без учета порового давления.

Формула (3) также позволяет учитывать влияние водонасыщенности грунтов на устойчивость откосов. Так, для несвязанных грунтов $C = 0$ и

$$\eta = \frac{\rho - \rho_B}{\rho} \cdot \operatorname{ctg} \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi.$$

Взвешивающее действие воды снижает нормальное давление вдоль поверхности скольжения и силу трения, в результате уменьшается сопротивление сдвигу.

Из (3) следует, что коэффициент устойчивости склона зависит от толщины талого слоя l , которая постепенно увеличивается в течение теплого периода года. В начале теплого периода $l \rightarrow 0$ и $\eta \rightarrow \infty$, этот предельный случай соответствует склону, сложенному мерзлыми грунтами, который является абсолютно устойчивым.

С увеличением толщины талого слоя устойчивость склона уменьшается. Из условия $\eta = 1$ ($\tau = F_C$) определяется минимальная толщина талого слоя l_{min} , при которой склон теряет устойчивость.

$$l_{min} = \frac{C}{\rho g [\sin \alpha - \cos \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi]}.$$

Склоны, для которых в летний период выполняется условие $l(t) > l_{min}$, становятся неустойчивыми в том смысле, что оттаявший поверхностный слой грунта становится подвижным, и происходит движение этого слоя вниз (оползание, скольжение, спływ). Рассматриваемая выше модель не относится к процессу со-лифлюкции. Очевидно, что в зависимости от температурного режима склона, теплофизических и механических свойств, влажности слагающих склон грунтов время достижения критической толщины талого слоя может варьироваться в достаточно широких пределах и может быть намного меньше продолжительности теплого периода. Поскольку, как правило, время сползания оттаявшего слоя намного

меньше времени протаивания на глубину l_{min} , то в течение летнего периода на склоне может развиваться циклический процесс оттаивание — снос.

В результате суммарная за теплый период мощность сносимого с откоса слоя будет больше, чем глубина сезонного — талого слоя на ненарушенной поверхности. Отметим, что такая ситуация наблюдается на ранней стадии развития термоэрозионных оврагов, когда происходит интенсивное увеличение поперечного сечения оврагов за счет отступания бортов [4, 5].

Рассматриваемая модель коррелируется с результатами работы [6], в которой показана возможность развития циклических процессов оттаивание — снос на основе представлений о термомеханическом оттаивании грунтов.

Рассмотрим теплофизическую часть модели для определения толщины талого слоя l . Тепловой поток в оттаивающий мерзлый грунт за теплый период года определяется из выражения

$$q = \lambda_T \frac{\partial T}{\partial z} = \lambda_T \frac{T_{II} - T_{\Phi}}{l(t)}, \quad (4)$$

где T_{II} — температура на дневной поверхности; T_{Φ} — температура плавления льда; $l(t)$ — поверхность оттаивания грунта (толщина талого слоя); λ_T — теплопроводность талого грунта. Движение поверхности протаивания грунта в приближении Лейбензона определяется из уравнения теплового баланса [7]

$$\lambda_T \frac{T_{II} - T_{\Phi}}{l(t)} - \lambda_M \frac{T_{\Phi} - T_0}{\sqrt{\pi a_M t}} = Q_{\Phi} \frac{dl}{dt}, \quad Q_{\Phi} = \rho_L LG, \quad (5)$$

где ρ_L, L — плотность и удельная теплота плавления льда; G — льдистость грунта; λ_M, a_M и T_0 — теплопроводность, температуропроводность и начальная температура мерзлого грунта.

Для нахождения температуры на дневной поверхности T_{II} используем условие радиационно-теплового баланса на этой поверхности [8]

$$R - LE - q = \alpha(T_{II} - T_B), \quad (6)$$

где R — радиационный баланс; LE — затраты тепла на испарение; q — тепловой поток в грунт; α — коэффициент конвективного теплообмена на границе грунт — атмосфера. Из (6) имеем

$$\beta = 5,26 \cdot 10^{-10} \left(\frac{M}{\sqrt{c}} \right).$$

Преобразуем это выражение с учетом (3, 4)

$$T_{II} = T_B + \frac{R - LE}{\alpha} - \frac{\lambda_T (T_{II} - T_{\Phi})}{\alpha \cdot l(t)}.$$

Отсюда находим температуру на поверхности грунта

$$T_{II} = \frac{T_B + \frac{R - LE}{\alpha} + \frac{\lambda_T T_{\Phi}}{\alpha \cdot l(t)}}{1 + \frac{\lambda_T}{\alpha \cdot l(t)}}. \quad (7)$$

Если тепловой поток в грунт не учитывается ($\lambda_T = 0$), из (7) следует выражение для приведенной температуры поверхности

$$T_{II}^* = T_B + \frac{R - LE}{\alpha}. \quad (8)$$

Выражение (8) показывает отличие температуры поверхности грунта и температуры воздуха за счет радиационной поправки и предлагается как граничное условие на поверхности [9, 10].

Для определения величины среднемесячных или среднелетних значений коэффициента конвективного теплообмена можно использовать ряд эмпирических уравнений:

уравнение А. В. Павлова [8]: $\alpha = 1,16\sqrt{U} \left(7 + \frac{7,2}{U^2}\right);$

уравнение Бютнера [8]: $\alpha = 2,67 + 5,68\sqrt{U};$

формулы Юргенса [8]: $\alpha = 6,16 + 4,19U, 0 < U < 5;$
 $\alpha = 7,56 \cdot U^{0,78}, 5 < U < 30.$

В этих уравнениях U — скорость ветра (м/с) на высоте 1 м, коэффициент теплообмена α имеет размерность Вт/м²·К.

Подставляя (7) в (5), получим уравнение для определения $l(t)$

$$\frac{\lambda_T(T_{II}^* - T_\Phi)}{l(t) + \frac{\lambda_T}{\alpha}} - \frac{\lambda_M(T_\Phi - T_0)}{\sqrt{\pi a_M t}} = Q_\Phi \frac{dl}{dt}. \quad (9)$$

Уравнение (9) является нелинейным и может быть решено только численно, при этом температура воздуха T_B и величина радиационного баланса R принимаются в виде непрерывной или кусочно-линейной функции времени на основе аппроксимации данных метеорологических наблюдений.

Уравнение (9) допускает аналитическое решение при следующих частных случаях [11]. Если не учитывается тепловой поток в области мерзлого грунта ($T_0 = T_\Phi$), из (9) следует уравнение для $l(t)$

$$l^2 + \frac{2\lambda_T l}{\alpha} - \frac{2\lambda_T(T_{II}^* - T_\Phi)t}{Q_\Phi} = 0. \quad (10)$$

Решение этого уравнения имеет вид

$$l(t) = \sqrt{N t + M^2} - M, \quad M = \frac{\lambda_T}{\alpha}, \quad N = \frac{2\lambda_T(T_{II}^* - T_\Phi)}{Q_\Phi}. \quad (11)$$

Отметим, что при $M = 0$ выражение (11) совпадает с формулой, приведенной в СНИП 2.02.04–88 [10], если еще принять $T_{II} = T_B$, то есть не учитывать радиационную поправку, из (11) следует классическая формула Стефана [7].

Очевидно, что расчет по формуле (11) предполагает осреднение температуры T_B в (8) за теплый период или ее представления в виде кусочно-линейной функции времени (осреднение по месяцам или декадам).

Уравнение (9) при $T_\phi = T_0$ допускает решение и в случае задания температуры воздуха в виде непрерывной функции времени, например в виде положительной ветви синусоидального профиля годовой температуры воздуха $T_B(t)$. При этом годовой ход температуры воздуха задается функцией

$$T_B(t) = T_C + A_O \sin\left(\frac{2\pi}{365}t + \varphi_O\right),$$

где t — время в сутках; T_C — среднегодовая температура воздуха; A_O — амплитуда колебаний температуры воздуха; φ_O — сдвиг фаз колебаний во времени. Данная аппроксимация предполагает, что в течение года выделяется три периода: холодные периоды (среднесуточная температура отрицательная) — в начале и в конце года, теплый период (среднесуточная температура положительна) — в середине года.

В общем случае, когда учитывается тепловой поток в область мерзлого грунта $T_0 \neq T_\phi$, решается уравнение (9), в котором T_{II}^* определяется согласно уравнению

$$T_{II}^* = T_B + \frac{R - LE}{\alpha} = T_C + (A_O + A_O') \sin\left(\frac{2\pi}{365}t + \varphi_O\right), \quad (12)$$

где $A_O' = \frac{\pi}{2}T_C'$, T_C' — осредненная за теплый период года величина $\frac{R - LE}{\alpha}$.

Таким образом, на основе предложенной модели составлена программа для ЭВМ расчета коэффициента устойчивости склонов, реализация которой позволяет дать оценку устойчивости склоновых поверхностей, подстилающих многолетне-мерзлые грунты, в зависимости от региональных теплофизических и гидрометеорологических параметров. Эти оценки, в свою очередь, служат для обоснования технических и проектных решений при строительстве различных объектов в криолитозоне.

Предложенная модель может быть уточнена за счет учета экспозиции и угла наклона склона. При этом можно использовать аналитические зависимости и справочные данные, приведенные в работах [12, 13]. Дальнейшее обобщение рассмотренной выше модели при наличии слоя несливающейся мерзлоты можно провести на основе модели, развитой в [14, 16], в которой рассматривается влияние снегонакопления на склоне на динамику талой зоны.

Библиографический список

1. Калинин Э. В. Инженерно-геологические расчеты и моделирование. — М.: Изд-во МГУ, 2006. — 256 с.
2. Царапов М. Н. Оценка устойчивости откосов, сложенных оттаивающими грунтами // Геоэкология. — 2011. — № 1. — С. 63–74.
3. Царапов М. Н. Формирование прочностных характеристик грунтов в процессе оттаивания // Вестник МГУ. Серия 4: Геология. — 2007. — № 6. — С. 31–34.
4. Экологические основы землепользования при освоении и разработке газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера / А. Г. Ананенков [и др.]. — М.: Наука, 2000. — 316 с.
5. Термозрозия дисперсных пород. — М.: Изд-во Моск. ун-та, 1982. — 193 с.
6. Марахтанов В. П. Термомеханическое оттаивание грунтов (понятие и методика расчета) // Криосфера Земли. — 2006. — Т. X, № 4. — С. 59–67.
7. Основы геокриологии. Ч. 4. Динамическая геокриология. — М.: Изд-во МГУ, 2001. — 688 с.
8. Павлов А. В. Теплофизика ландшафтов. — М.: Наука, 1979. — 283 с.
9. Перлыштейн Г. З. Теплообмен деятельного слоя с атмосферой: теоретические и прикладные аспекты // Криосфера Земли. — 2002. — Т. VI, № 1. — С. 25–29.
10. СНиП 2.02.04–88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.

11. Хабибуллин И. Л., Закирова Г. А. Моделирование протаивания мерзлого грунта под теплоизоляционными слоями // Вестник Башкирского университета. – 2014. – Т. 19, № 4. – С. 1131–1139.
12. Кондратьев К. Я., Пивоварова З. И., Федорова Н. И. Радиационный режим наклонных поверхностей. – Л.: Гидрометеониздат, 1982. – 215 с.
13. Справочник по климату СССР. Ч. 1. Радиация. Выпуски 1–34. – Л.: Гидрометеоиздат, 1968–1970.
14. Хабибуллин И. Л., Солдаткин М. В. Динамика промерзания сезонно-талого слоя криолитозоны с учетом наличия снежного покрова // Вестник Башкирского университета. – 2012. – Т. 17, № 2. – С. 843–846.
15. Хабибуллин И. Л., Хусаинова З. Р., Лобастова С. А. Термогидрадинамическое моделирование процесса термомозрозии грунтов криолитозоны // Обозрение прикладной и промышленной математики. – 2005. – Т. 12, № 4. – С. 1118.
16. Хабибуллин И. Л., Нигаметьянова Г. А. Термомеханическая модель определения устойчивости многослойных склонов криолитозоны // Фундаментальная математика и ее приложения в естествознании. Сб. тезисов докладов VIII Междунар. школы-конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: БашГУ, 2015. – 316 с.

Сведения об авторах

Хабибуллин Ильдус Лутфурахманович, д. ф.-м. н., профессор кафедры прикладной физики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 8(347)2735162, e-mail: habibi.bsu@mail.ru

Нигаметьянова Гузель Аниловна, аспирант кафедры прикладной физики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 89603984026, e-mail: gyzelua@mail.ru

Information about the authors

Khabibullin I. L., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Applied Physics, Bashkir State University, Ufa, phone: 8(347)2735162, e-mail: habibi.bsu@mail.ru

Nigmatjanova G. A., Postgraduate at the Department of Applied Physics, Bashkir State University, Ufa, phone: 89603984026, e-mail: gyzelua@mail.ru

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622.691.553

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА, ОБЩАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ GENERAL CLASSIFICATION OF UNDERGROUND GAS STORAGEES

Ш. А. Арсан, А. К. Ягафаров, Ю. В. Ваганов

Sh. A. Arsan, A. K. Yagafarov, Yu. V. Vaganov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: хранение газа; подземное хранилище газа; объем; классификация
Key words: gas storing; Underground Gas Storage; size; classification*

Подземные хранилища природного газа (Underground Gas Storage) являются неотъемлемой составляющей энергетической системы страны. В настоящее время не только добыча, но и хранение газа — вопрос довольно проблемный [1]. Большую часть газа потребляют города и промышленность, удаленные от газовых месторождений, поэтому от мест добычи газа до потребителей прокладывают газопроводы континентальных масштабов. Добыча газа происходит постоянно, но в медленном темпе. Таким образом, количество добываемого газа не может удовлетворить потребности населения в летний и зимний периоды в равной степени.

В мире насчитывается более 600 подземных хранилищ газа (ПХГ) с рабочим объемом газа более 340 млрд м³, из них 200 млрд м³ от общего рабочего объема газа находятся в Европе и Центральной Азии.

Количество подземных хранилищ газа возросло после Второй мировой войны. Для того чтобы удовлетворить увеличение сезонного спроса, производительность трубопроводов (и, соответственно, их размер), пришлось бы резко увеличить.

С целью удовлетворения сезонного повышенного спроса были разработаны подземные хранилища газа [2, 3] (рис. 1).

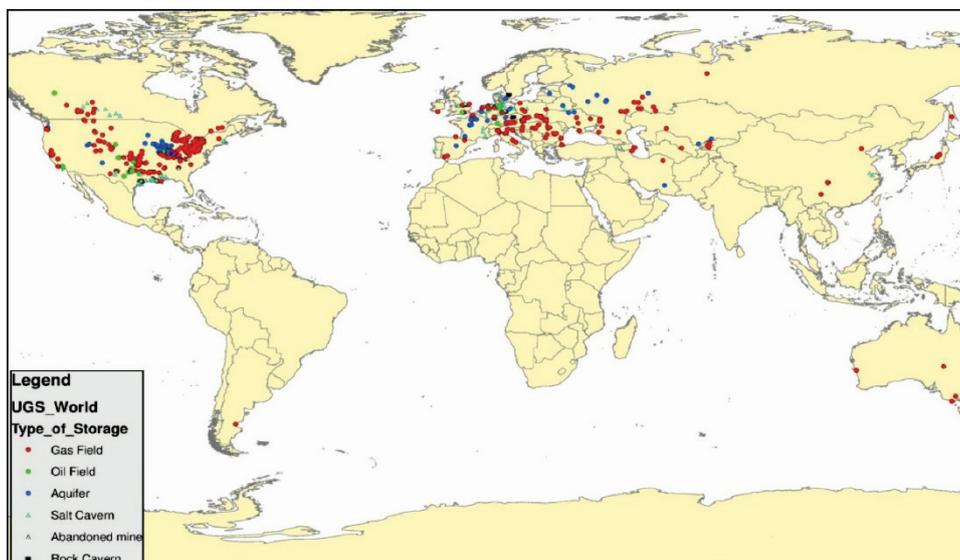


Рис.1. Местонахождение подземных хранилищ газа на карте мира

Природный газ, как и большинство других сырьевых товаров, может храниться в течение неопределенного периода времени. Разведка, добыча и транспортировка природного газа занимают много времени, и когда природный газ достигает своего места назначения, то не всегда требуется использовать его сразу, поэтому газ закачивают в подземные хранилища. Эти хранилища могут быть расположены вблизи трассы магистральных газопроводов и крупных газопотребляющих центров.

Традиционно природный газ является сезонным топливом, то есть спрос на природный газ обычно выше зимой. Это отчасти потому, что он используется для отопления жилых и коммерческих помещений. Хранение природного газа играет важную роль. Благодаря этому избыток газа, доставляемого в летние месяцы, покрывает возросший на него спрос в течение зимних месяцев. Однако, согласно последним тенденциям электрического поколения, спрос на природный газ в летние месяцы также растет (например, из-за увеличения спроса на электроэнергию в связи с использованием кондиционеров). Природный газ в хранилищах также служит страховкой от непредвиденных аварий, стихийных бедствий или других происшествий, которые могут повлиять на производство или доставку природного газа [1, 4, 5].

Существуют два основных направления использования природного газа в хранилищах: *базисное ПХГ* (Base load UGS) (выполнение требований базовой нагрузки) и *пиковое ПХГ* (Peak load UGS) (удовлетворение требований максимальной нагрузки).

Базисное ПХГ — это резервуар большого объема, предназначенный для циклической эксплуатации в базисном технологическом режиме, который характеризуется сравнительно небольшими отклонениями (увеличением или уменьшением в пределах от 10 до 15 %) суточной производительности ПХГ при отборах и закачках газа от среднемесячных значений производительности. Базисное ПХГ используется для удовлетворения сезонного увеличения спроса и способно вместить достаточный объем природного газа, чтобы покрыть долгосрочные сезонные требования. Как правило, расчетный период составляет один год: природный газ закачивают в летнее время (неотопительный сезон: апрель — октябрь), а отбор газа происходит в зимнее время (отопительный сезон: ноябрь — март). Этот тип хранилища отвечает за обеспечение длительных, стабильных поставок природного газа.

Наиболее распространенным типом базисного ПХГ является подземное хранилище газа в истощенных месторождениях газа.

В свою очередь, *пиковое ПХГ* предназначено для поставки газа в короткие сроки, то есть при необходимости природный газ может быть быстро извлечен из хранилища. Пиковое ПХГ предназначено для удовлетворения внезапного, кратковременного повышения спроса на газ. Данный тип хранилища не может вместить столько же природного газа, сколько вмещает базисное ПХГ. Однако, в отличие от базисного ПХГ, пиковое ПХГ может обеспечить поставку газа в более короткие сроки, хоть и в меньшем объеме.

В то время как для базисного ПХГ характерен длительный срок закачки и отбора природного газа, с его обновлением в хранилищах примерно раз в год, в пиковом ПХГ оборот газа происходит раз в несколько дней или недель. Наиболее распространенным типом пикового ПХГ являются соляные каверны, хотя водонесные структуры также могут быть использованы для этих нужд.

В зависимости от размера хранилища газа разделяются на три типа: базовые, районные и локальные.

Базовое ПХГ (Regional UGS) характеризуется объемом активного газа до нескольких десятков миллиардов кубических метров и производительностью до нескольких сотен миллионов кубических метров в сутки, имеет региональное значение и влияет на газотранспортную систему и газодобывающие предприятия.

Районное ПХГ (District UGS) характеризуется объемом активного газа до нескольких миллиардов кубических метров и производительностью до нескольких десятков миллионов кубических метров в сутки, имеет районное значение и влияет на группы потребителей и части газотранспортной системы.

Локальное ПХГ (Local UGS) характеризуется объемом активного газа до нескольких сотен миллионов кубических метров и производительностью до нескольких миллионов кубических метров в сутки, имеет локальное значение, спектр действия ограничен отдельными потребителями.

При закачке природного газа в пласт создается давление, и чем выше это давление в хранилище, тем большая готовность газа к отбору. Для закачки и отбора газа в хранилищах используются скважины [6, 7].

В подземных хранилищах газа содержится буферный газ, или как его еще называют «подушечный газ». В активном хранилище буферный газ включает как местный (первичный), так и закаченный газ. Буферный или «подушечный газ» — это объем газа, который должен оставаться в хранилище для обеспечения необходимого давления для отбора составляющей активного газа. Активный газ — это объем газа в резервуаре для хранения, который может быть извлечен при нормальной эксплуатации хранилища. Емкость хранилища обычно соотносится с объемом активного газа. Операторы установок подземного хранилища после оценки работы их производства могут перекалфицировать часть рабочего газа в буферный газ.

В любом подземном хранилище газа есть определенный объем газа, который не может быть извлечен и должен постоянно находиться в пласте. Данный тип газа называется неизвлекаемым. Природный газ может храниться под давлением несколькими способами. Наиболее распространенными считаются следующие типы хранения (рис. 2): в истощенных или частично выработанных газовых, газоконденсатных месторождениях (Depleted or partially developed gas fields); в выработанных нефтяных месторождениях (Developed oil fields) — это большинство хранилищ газа; в водонасыщенных пластах (Aquifers); в соляных кавернах (Salt cavern). Кроме того, природный газ может храниться в наземных хранилищах в охлаждаемых резервуарах, где происходит сжижение природного газа (СПГ) (Liquefied Natural Gas (LNG)). СПГ отправляется и хранится в жидком виде, соответственно, такой газ занимает гораздо меньше места, чем газообразный природный газ.

Распределение активного объема газа по типам подземных хранилищ газа в мире, млрд м³: в истощенных месторождениях газа — 272,7 (76 %); в истощенных месторождениях нефти — 18,2 (5 %); в водонасыщенных пластах — 45,7 (13 %); в

соляных кавернах — 22,2 (6 %). Все эти типы газовых хранилищ газа являются безопасными [8, 9].

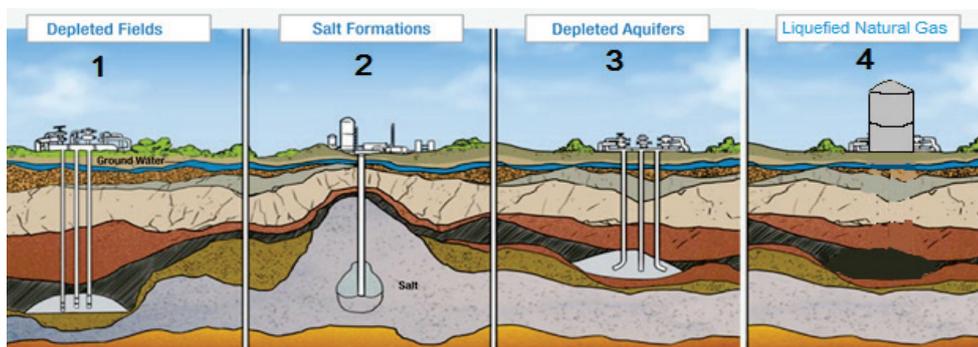


Рис. 2. Виды подземных хранилищ газа: 1 — истощенные газовые или нефтяные месторождения; 2 — соляные каверны; 3 — водонасыщенные пласты; 4 — сжиженный природный газ

Каждый тип хранения имеет свои собственные физические характеристики (пористость, проницаемость, возможность удерживания) и экономические характеристики (подготовка площадки и затраты на обслуживание, стоимость доставки и цикличность), которые определяют его пригодность для конкретных применений. Двумя из наиболее важных характеристик подземного хранилища газа являются его способность удерживать природный газ для дальнейшего использования и скорость отбора и закачки газа.

Примерно 20 % всего природного газа, потребляемого в зимний период, доставляют из подземных хранилищ. Вместительность подземных хранилищ газа увеличилась на 18,2 % в период между 2002 и 2014 годами [2, 3].

В настоящее время не установлено единой глубины, которая бы универсально подходила для всех типов подземного хранения газа, поскольку многое будет зависеть от геологии района и работ, необходимых для предотвращения утечки газа в ниже- и вышележащие пласты (рис. 3):

- хранилища в скальных кавернах (rock caverns) выложены из листовой стали, поддерживаемой бетоном, могут быть на глубине в 100–200 м;
- хранилища в бывших соляных кавернах или бывших нефтяных резервуарах, как правило, находятся на глубине от 200 до 700 м;
- хранилища на истощенных месторождениях углеводородов и водоносных структурах в настоящее время находятся на глубине около 400 и 1 000 м, а некоторые хранилища на истощенных месторождениях расположены на глубине от 1 300 до 2 300 м.

Основные факторы, которые следует учитывать при оценке возможностей подземного хранения газа:

- целостность геологической структуры и предполагаемые работы — не допускают неконтролируемой утечки газа;
- результаты предварительного моделирования возможных режимов и поведения давления газа, поскольку это будет контролировать давление и объемы газа, которые могут быть сохранены и извлечены, и темпов закачки и отбора газа;
- количество и расположение скважин, необходимых для эффективной эксплуатации хранилища;
- поверхность, включая инфраструктуру, необходимую для поддержания возможности хранения и движения газа в/из хранилища.

Пригодность каждого типа и местоположения подземного хранилища газа будет зависеть от детального изучения геологии территории и анализа характери-

стик, которые могут потребоваться, чтобы доказать целостность предлагаемого хранилища [10, 11].

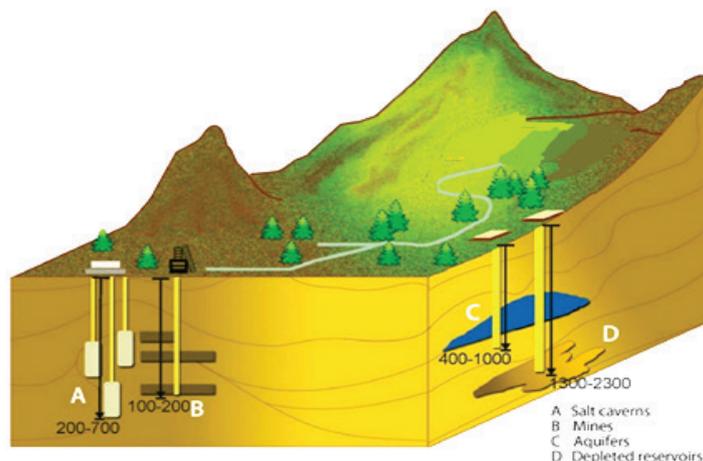


Рис. 3. Приблизительная глубина каждого вида подземных хранилищ газа: А — соляные каверны, В — скальные каверны, С — водонасыщенные пласты, D — истощенные газовые или нефтяные месторождения

Таким образом, с экономической точки зрения строительство ПХГ является выгодным проектом.

С технической точки зрения это очень сложный процесс, и риски всегда есть. Поэтому детальная классификация ПХГ по типу будет рассмотрена при дальнейшем исследовании.

Библиографический список

1. Ширковский А. И. Подземное хранение газа. – М., 1960. – 75 с.
2. Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia / United Nations Economic Commission for Europe in close cooperation with International Gas Union. – Geneva, 2013. – 136 p. – Available at: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/Report_UGS_Study_www.pdf.
3. Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage. – Brussels, 2016. – 35 p. – Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v10-1.pdf.
4. Коротаев Ю. П., Ширковский А. И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М., 1984. – 288 с.
5. ATG — Association technique de l'industrie du gaz en France. Aide-memoire de l'industrie du gaz. – France, 1990. – 884 p.
6. ПБ 08-621-03. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах. Серия 08. Выпуск 11 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294816/4294816718.pdf>.
7. Flanigan O. Underground Gas Storage Facilities: Design and Implementation. – London, 1995. – 198 с.
8. Нагорный В. П., Глоба В. М., Подземные хранилища углеводородов. – Киев, 2014. – 287 с.
9. Сидоренко М. В. Подземное хранение газа. – М., 1965. – 140 с.
10. Смирнов В. И. Строительство подземных газонефтехранилищ. – М., 2000. – 249 с.
11. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О. М. Ермилов [и др.]. – М., 1996. – 541 с.

Сведения об авторах

Арсан Шади Арсанович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89803242763, e-mail: shadiarsan@geologist.com

Ягафаров Алик Каюмович, д. г.-м. н., профессор, академик РАН, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89504931998

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)993177, e-mail: burenie@rambler.ru

Information about the authors

Arsan Sh. A., Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89803242763, e-mail: shadiarsan@geologist.com

Yagafarov A. K., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen, phone: 89504931998

Vaganov Yu. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)993177, e-mail: burenie@rambler.ru

УДК 622.276.8

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ВТУЛОК
ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ СВАРНЫХ ШВОВ
ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

INVESTIGATION OF PROTECTIVE PROPERTIES OF SLEEVES FROM
INTERNAL CORROSION OF WELDING SEWINGS OF INFIELDPIPELINES

Р. М. Галикеев, Р. Р. Тайчинов, С. И. Грачев

R. M. Galikeev, R. R. Taychinov, S. I. Grachev

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: коррозия; защитные втулки; внутрипромысловые трубопроводы

Key words: corrosion; protective sleeves; infield pipelines

Нефтяные месторождения Западной Сибири содержат повышенное количество H_2S и CO_2 , что вызывает интенсивную сероводородную и углекислотную (карбонатную) коррозию нефтепроводных систем. Мониторинг состояния нефтепроводных систем месторождений Западной Сибири, проводимый ООО «Самарский ИТЦ», выявил преимущественное развитие процессов язвенной коррозии [1].

С целью исследования защитных свойств втулок [2] от внутренней коррозии при эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Покачевнефтегаз» моделировались различные коррозионно-активные среды, которые влияют на характер и скорость разрушения [3], значения параметров сред представлены в таблице.

Состав моделируемых сред

pH	CO_2 , мг/дм ³	H_2S , мг/дм ³	O_2 , мг/дм ³	Тип среды	Температура, °C	Давление, МПа	Длительность испытаний, час
<i>Среда № 1 ТПП «Когалымнефтегаз»</i>							
7,31	190,00	0,46	2,50	Раствор NaCl + сырая нефть	60	40	240
<i>Среда № 2 ТПП «Лангепаснефтегаз»</i>							
8,24	307,00	7,30	5,50	Раствор NaCl	30	200	240
<i>Среда № 3 ТПП «Урайнефтегаз»</i>							
7,98	210,00	5,500	5,90	Раствор NaCl	30	200	240
<i>Среда № 4 ТПП «Покачевнефтегаз»</i>							
7,21	220,00	0,68	2,60	Раствор NaCl + сырая нефть	60	40	240

Перед началом испытаний в лабораторном автоклаве моделировалась необходимая среда с учетом концентраций углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), и кислорода (O_2). Для создания газовой смеси использовались ПГС с известными концентрациями. Смешение газов происходило непосредственно в автоклаве. Достижение необходимого pH осуществлялось за счет изменения минерализации раствора. После получения необходимых концентраций pH и газов в автоклав подавалось давление при помощи жидкостного насоса. Температура поддерживалась с помощью пропор-

ционального дифференциально-интегрального регулятора с точностью $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. Длительность испытания образцов в каждой среде составляла 10 суток.

На рисунках 1–12 представлена микроструктура зоны сварного соединения образцов, испытанных во всех моделированных средах. Полученные данные показывают, что, несмотря на отсутствие антикоррозионного покрытия (разрушено в ходе проведения сварочных работ), на поверхности металла не наблюдается продуктов коррозии. Данный факт свидетельствует о том, что при моделируемых концентрациях необходимо более длительное время проведения испытаний.

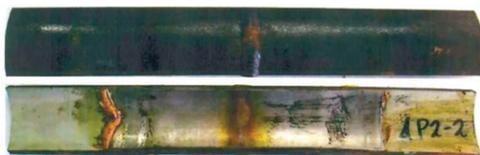


Рис. 1. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 1

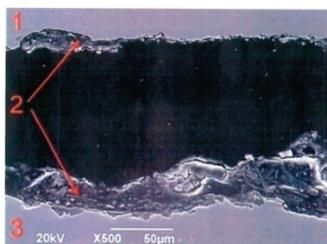


Рис. 2. Среда № 1

1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца

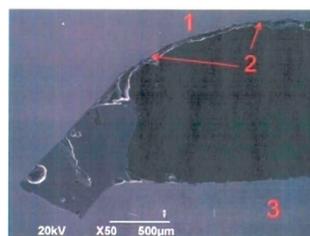


Рис. 3. Среда № 1

1 — металл подкладного кольца;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл трубы

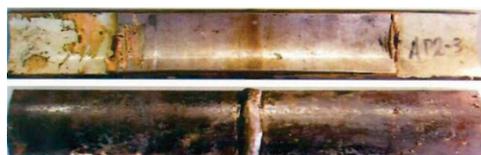


Рис. 4. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 2

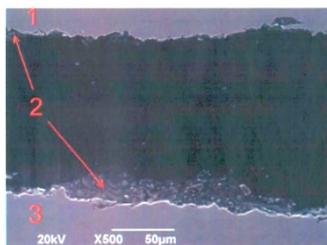


Рис. 5. Среда № 2

1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца

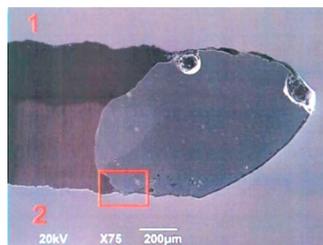


Рис. 6. Среда № 2

1 — металл подкладного кольца;
2 — металл трубы

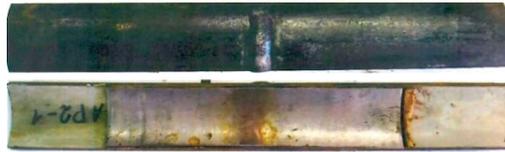


Рис. 7. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 3

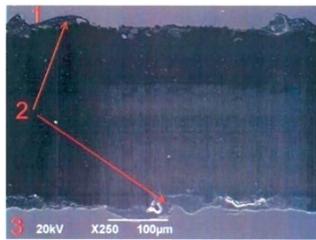


Рис. 8. Среда № 3
1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца

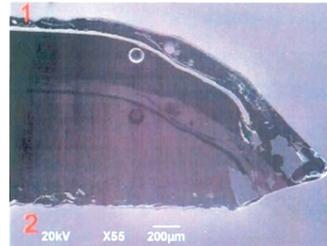


Рис. 9. Среда № 3
1 — металл подкладного кольца;
2 — металл трубы



Рис. 10. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 4

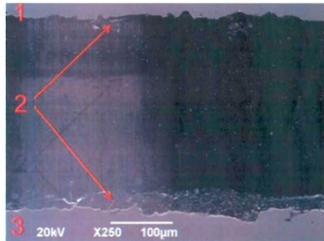


Рис. 11. Среда № 4
1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца

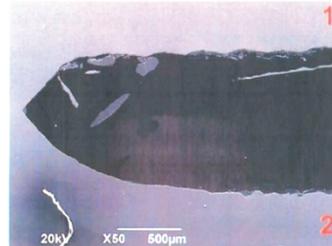


Рис. 12. Среда № 4
1 — металл подкладного кольца;
2 — металл трубы

Выводы

На основании комплексных исследований двух катушек, состоящих из двух сваренных патрубков 159 x 6 и защитной втулки, можно сделать следующие выводы:

1. Конструктивной особенностью исследованной втулки является крайне низкая сила сцепления металла втулки с металлом трубы. Крепление происходит только за счет сил адгезии мастики, нанесенной по торцам втулки. В условиях реальной эксплуатации внутренняя поверхность трубы испытывает значительные сдвиговые нагрузки, связанные как с движением самого флюида (зависит от дебета трубопровода и количества механических примесей в нем), так и с работами технического характера (очистка внутренней поверхности трубы от отложений, диагностика и пр.). Например, при очистке от отложений применяются полиуретано-

вые шары, и при контакте с металлов втулки с большой долей вероятности можно прогнозировать, что существующей адгезионной связи втулка — труба окажется недостаточно, что приведет к отрыву втулки.

2. Материал трубы и подкладного кольца — низколегированная сталь ферритного класса (наиболее близкий аналог — Ст. 20), материал втулки — высоколегированная сталь аустенитного класса (наиболее близкий аналог — 12X18H10). Существенное различие в химическом составе сталей приводит к образованию гальванопары (разность электрохимических потенциалов в 3 %-м р-ре NaCl ~ 170 мВ), что значительно интенсифицирует коррозионные процессы при попадании флюида в зону между втулкой и трубой.

3. При проведении эксперимента в модельной среде (2 % сероводорода + 20 % углекислого газа + 78 % азота при давлении 40 атм., температуре 80 °С) и незащищенных кромках образцов наблюдалось значительное коррозионное разрушение металла трубы, толщина слоя продуктов коррозии составляла 150–200 мкм (скорость коррозии 3,5–5,5 мм/год). Данный эксперимент показал, что при попадании значительного количества транспортируемого флюида в зону между втулкой и трубой скорость коррозии последней увеличивается в несколько раз по сравнению с выдержкой аналогичной стали без металла втулки.

4. При проведении эксперимента в модельной среде, но с защищенными кромками образцов (условия, идентичные эксплуатационным) показано, что слой мастики при контакте со средой разрушается, образуются трещины, и среда попадает в зону между втулкой и трубой, о чем свидетельствуют продукты коррозии толщиной (50–60 мкм). Следовательно, слой мастики не способен предотвратить коррозионное разрушение металла подкладного кольца и сварного соединения.

5. Выдержка втулки в средах, моделирующих эксплуатационные, не привела к образованию продуктов коррозии, поскольку для их образования с учетом невысокой коррозионной активности сред необходимы более длительные выдержки.

6. Исследованная втулка будет выполнять необходимые защитные функции сварного соединения только в случае герметичности мастичного слоя, нанесенного по торцам. Поскольку в процессе эксплуатации мастичный слой разрушается с образованием трещин, транспортируемый флюид будет попадать в пространство между втулкой и трубой, а наличие гальванопары (связанное с применением в качестве материала втулки высоколегированной стали аустенитного класса) приведет к образованию продуктов коррозии. Также ввиду крайне низкой силы сцепления втулки с трубой проведение работ по очистке трубопровода от отложений либо диагностики может привести к сдвигу втулки.

Библиографический список

1. Особенности коррозионного разрушения нефтегазопроводных труб в условиях эксплуатации Коми и Западной Сибири / А. В. Иоффе [и др.] // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. – 2010. – № 4 (14). – С. 50–53.
2. Мустафин Ф. М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 1. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf.
3. Kermani M. B., Morshed A. Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production—A Compendium // Corrosion. – 2003. – Vol. 59, №. 8. – P. 659–683.

Сведения об авторах

Галикеев Руслан Маратович, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, заместитель директора Технополиса, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89097411101, e-mail: galikeevrm@tyuiu.ru

Тайчинов Радик Рамилевич, главный инженер, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИ-нефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545168, e-mail: TaychinovRR@yandex.ru

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru

Information about the authors

Galikeev R. M., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Wells, Deputy Director of Technopolis, Industrial University of Tyumen, phone: 89097411101, e-mail: galikeevrm@tyuiu.ru

Taychinov R. R., Chief Engineer, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545168, e-mail: TaychinovRR@yandex.ru

Grachev S. I., Doctor of Engineering, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru

УДК 622.276

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОДСТИЛАЮЩИХ ВОД НА РАЗРАБОТКУ
ПЛАСТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПК₁₋₃ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

**EVALUATION OF THE INFLUENCE OF THE UNDERLYING WATERS
FOR DEVELOPING OF HEAVY OIL RESERVOIR PK₁₋₃ OF THE
VOSTOCHNO-MESSOYAKHNSKOYE OIL FIELD BY USING WELL TESTS**

И. В. Коваленко, С. К. Сохошко, Д. А. Листойкин

I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko, D. A. Listoykin

ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: высоковязкая нефть; коэффициент извлечения нефти;
горизонтальные скважины; диагностика и управление разработкой; гидродинамические
методы исследований; аквифер*

*Key words: high-viscosity oil; oil recovery factor; horizontal wells; diagnostics and development
management; well test analysis; aquifer*

Выбор оптимальной системы разработки для объектов со сложной геологией зависит от множества факторов, знание которых помогает принимать корректные решения, что в дальнейшем сказывается на темпах добычи нефти на протяжении всей разработки объекта, а также на коэффициенте извлечения нефти. Для объекта разработки ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения одними из актуальных факторов явились понимание величины влияния подошвенных вод на разработку пласта и латеральная связанность рассматриваемого объекта.

Для всей толщины пласта ПК₁₋₃ характерно отсутствие регионально выдержанных мощных глинистых пропластков, вследствие чего отложения представляют собой по многим участкам единую геолого-гидродинамическую систему относящихся к литогенетическим типам прибрежно-морских фаций. Залежь газонефтяная, массивная, осложнена тектоническими нарушениями, залегает в сложно переслаивающейся толще высокопористых песчаников, алевролитов и аргиллитов покурской свиты. Классическим подходом к разработке такого рода запасов нефти является бурение длинных горизонтальных скважин. При этом, как правило, разработка нефтяных оторочек осложнена прорывами газа и воды. Для принятия решений по разработке месторождения важной необходимостью являются внедрения системы поддержания пластового давления (ППД) и период отработки скважин. В данных условиях получение информации о работе пласта, контроль и управление разработкой — крайне актуальная и в то же время сложная задача.

В работе рассматривается применимость результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на горизонтальных скважинах для выявления и дифференцирования геологических особенностей пласта ПК₁₋₃, связанного с водоносным горизонтом на различных участках, при разработке Восточно-Мессояхского месторождения. Полученные результаты помогли не только актуализировать текущую гидродинамическую модель, но также оказали влияние на принятие решений по выбору оптимальной системы разработки, необходимости внедрения системы ППД.

Гидродинамические исследования как инструмент уточнения геологических особенностей пласта. Комплексование данных различных методов гидродинамических исследований помогает в совокупности дать ответ на наличие или отсутствие влияния подошвенных вод на фильтрацию к стволу горизонтальной скважины.

Целевой пласт ПК₁₋₃ разбит на три циклита А, В, С (рис. 1): А — малоизучен, преимущественно газонасыщенная зона; В — пойменная часть, подгазовая зона; С — русловая часть, первоочередной объект разработки, высокопроницаемая нефтенасыщенная толща, находящаяся рядом с водонефтяным контактом (ВНК). Предполагается, что циклит С имеет сообщаемость с ВНК, циклит В преимущественно изолирован глинистой перемычкой от циклита С.

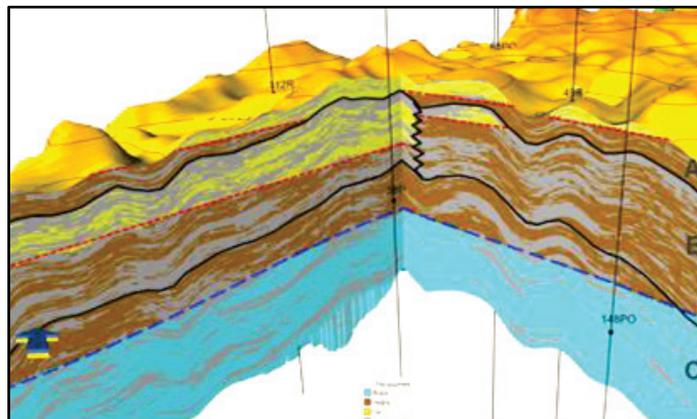


Рис. 1. Геологический разрез пласта ПК₁₋₃

Выделяются следующие проблемы по данным ГДИС и работы скважин:

1) Почти на всех пробуренных горизонтальных скважинах отсутствуют линейные потоки. После 10 часов остановки производная давления выходит на полку радиального режима течения, которая продолжается до 1 000 часов [1]. С точки зрения ГДИС это говорит о том, что основная часть ствола не работает. Для комплексирования данных по различным методам исследований на ряде скважин было проведено промыслово-геофизическое исследование (ПГИ) [2], которое, в свою очередь, показало работу значительной части ствола.

2) По ряду скважин был получен приток воды, связанный с конусообразованием из нижних водонасыщенных пластов. Это достаточно хорошо диагностируется как по режиму работы, так и на исследовании. Начинает расти коэффициент продуктивности за счет подключения дополнительных мощностей, и на диагностическом графике наблюдается падение производной давления — образование сферического режима течения [3].

3) По ряду скважин диагностировали негативное влияние газа. На режимах кривой восстановления давления (КВД) скважина восстанавливается периодически до начального давления и до аномально высокого. Основной версией принято считать эффект от высокой подвески манометра. Манометр после остановки скважины на КВД находится либо в жидкой фазе, либо в газообразной. Выделившийся после разгазирования газ передавливает нефть под электроцентробежный насос (ЭЦН) и на начальных временах искажает КВД.

Основой для понимания геологического строения пласта послужило незапланированное гидропрослушивание. Во время остановки одной из скважин на КВД произвели запуск в работу вновь пробуренной соседней скважины, расположенной в 150 метрах. Реакция на запуск была получена в течение короткого временного интервала (рис. 2). На скорость наступления реакции влияет значение пьезопроводности пласта (1), на амплитуду создаваемого импульса — величина гидропроводности (2). Таким образом, зная время наступления реакции и величину амплитуды, можно из уравнения пьезопроводности получить значение проницаемости (4), а из гидропроводности — значение эффективной мощности (5) [4].

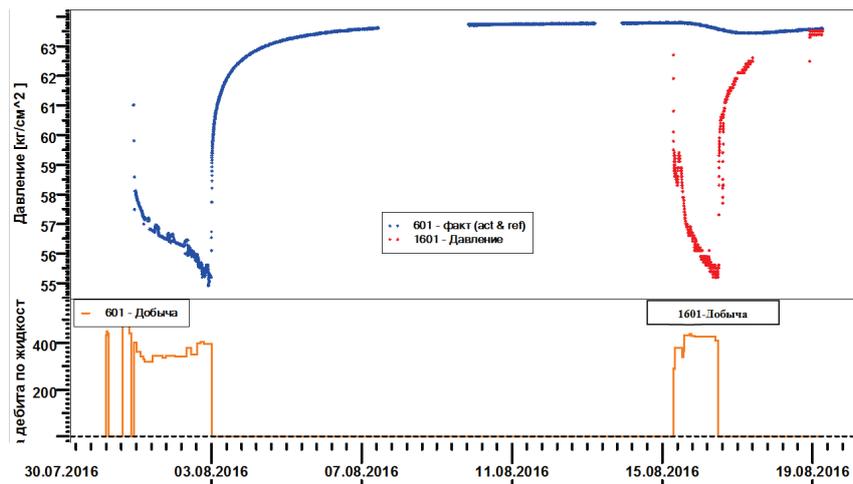


Рис. 2. Изменение забойного давления на скважинах 601 Г, 1601 Г

По отклонению, полученному на данных скважинах, по приведенным уравнениям была рассчитана мощность, которая варьировалась от 120 до 100 м, что значительно больше текущих представлений о геологии пласта. Аналогичный расчет был проделан по всем скважинам, где диагностировали взаимовлияние. Дополнительно проводилось сопоставление фактических данных с расчетами на секторной модели при различной вариации мощности пласта. По полученным данным была построена карта общей мощности по гидропрослушиванию (рис. 3). Также эти результаты по мощности были наложены на карту глинистой перемычки циклита С и аквифера, что позволило сделать следующий вывод: там, где глинистая перемычка меньше, увеличивается мощность по гидропрослушиванию (ГДП).

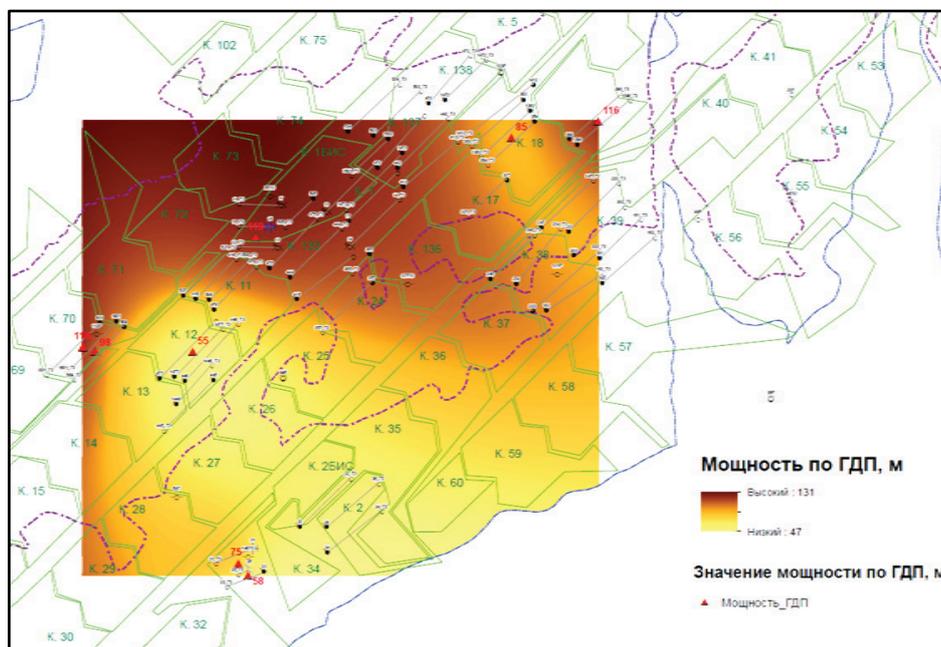


Рис. 3. Мощность пласта по гидропрослушиванию

Общая мощность рассчитывалась как толщина пласта, переведенная на нефтяной эквивалент, при работе которой должно произойти такое же изменение давления в реагирующей скважине на создание аналогичного импульса.

$$\chi = \frac{R^2 t_1}{4 t_{max} t_2} \cdot \frac{1}{\ln \frac{t_{max}}{t_2}} = \frac{\kappa}{\mu \cdot \beta^*}, \quad (1)$$

где χ — пьезопроводность пласта, м²/с; R — расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м; t_1 — время между первым и вторым изменением дебита возмущающей скважины, с; t_2 — время запаздывания сигнала ($t_{max} - t_1$), t_{max} — время с момента первого изменения дебита (остановка возмущающей нагнетательной скважины) до момента регистрации возмущения в наблюдательной скважине; k — проницаемость пласта, Д; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях, мПа·сек; β^* — коэффициент упругости пласта, 1/(кг/см²).

$$\varepsilon = 921,5 \frac{\Delta Q_0 (E_i(-x_0) - E_i(-x_1))}{\Delta p_{max}} = \frac{k \cdot h}{\mu}, \quad \text{здесь} \quad (2)$$

$$x_0 = \frac{R^2}{4 \chi t_{max}}; x_1 = \frac{R^2}{4 \chi t_2}, \quad (3)$$

где ε — коэффициент гидропроводности пласта, (мкм²·м)/(мПа·с); $E_i(-x)$ — интегрально показательная функция аргумента x ; Δp_{max} — максимальное изменение давления в реагирующей скважине, Па; h — эффективная мощность пласта, м.

$$\kappa = \chi \cdot \mu \cdot \beta^* \quad (4)$$

$$h = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{k}. \quad (5)$$

После однозначного определения влияния подстилающей воды (значительная мощность по ГДП, обводнение скважин) вернемся к вопросу отсутствия продолжительного режима течения при исследованиях горизонтальных скважин. Просчитан вариант остановки скважины на КВД при работе не только нефтенасыщенного пласта, но и водонасыщенной части (рис. 4). В таком случае создаваемый отклик от непроницаемой границы, которой выступает подошва, диагностируется на достаточно поздних временах или совсем не диагностируется. В итоге ошибка возникает не только в определении эффективной длины ствола, но и в определении проницаемости.

Однако по ряду скважин были получены достаточно продолжительные линейные потоки. Данные скважины были разделены по геологическому расположению на циклиты В и С. Линейный поток в скважинах циклита В является следствием работы горизонтального ствола, так как сам циклит гидродинамически не связан с водоносным горизонтом, и отклик давления на кровлю и подошву диагностируются линейным течением на производные давления. В циклите С продолжительные линейные течения более 100 часов могут характеризовать тектонические нарушения в пласте, а не отклики от кровли и подошвы, и с большей долей вероятности данные скважины обводняются быстро за счет движения воды по подобным разломам.

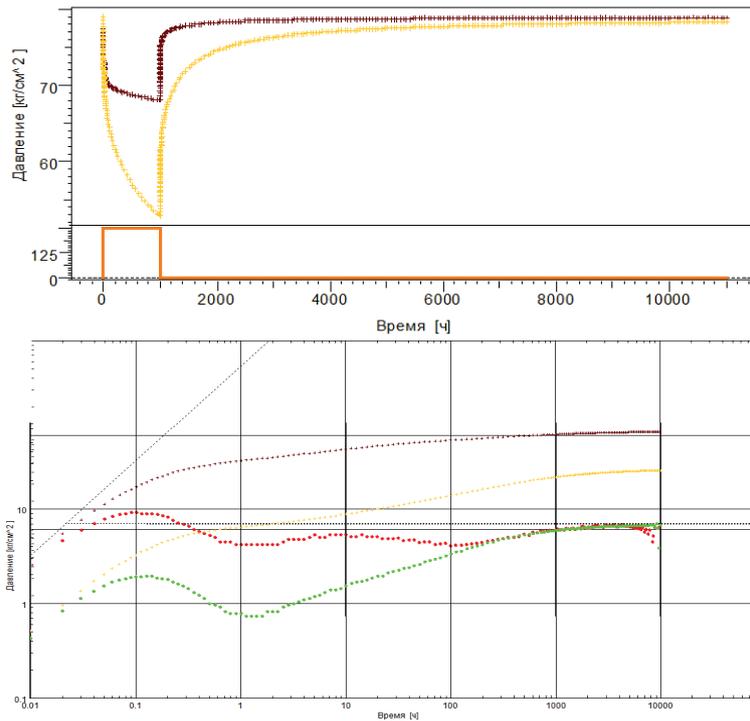


Рис. 4. Модельные кривые исследования кривой восстановления давления горизонтальной скважины (1 000 м) при эффективной мощности пласта 20 и 120 м

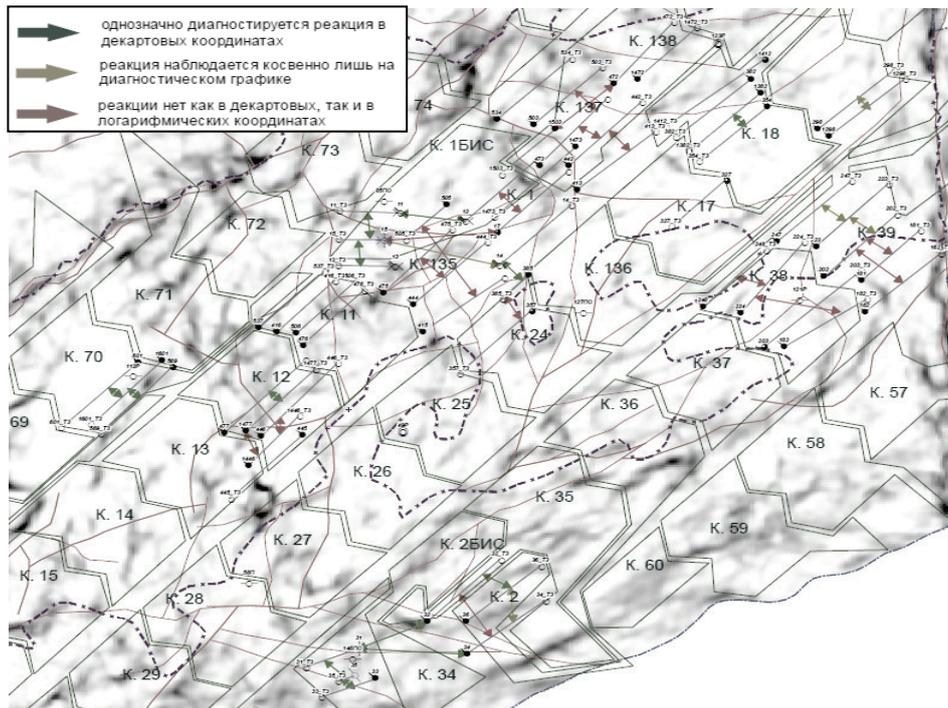


Рис. 5. Наличие гидродинамической связи между запускаемыми скважинами в разработку на карте когерентности

Также был произведен анализ геолого-гидродинамической связанности скважин, запускаемых на объекте, показавший в более чем половине случаев отсутствие связи. Построенные по результатам анализа карты помогли уточнить геологические особенности пласта в зоне отборов.

Влияние подстилающих вод на темпы падения пластового давления. После того как были получены данные и построена карта общей мощности пласта, открытым остался вопрос внедрения закачки при работе мощной подстилающей пачки, которая должна компенсировать текущие отборы на начальном этапе разработки. На секторной модели проведен расчет на сетке скважин с типовым размещением для циклита С — 150 м между скважинами [5–7]. Заложен рост подвижности с глубиной по воде в 30 раз больше (рис. 5). Проведенный расчет показывает, что даже при работе 120 м и средних отборах 50 м³/сут через год среднее пластовое давление в заложенном секторе снижается на 2,9 МПа, что при начальном пластовом давлении 7,7 МПа значительно сказывается на темпах падения добычи. Диагностический график КВД по данным секторной модели (рис. 6) совпадает с аналитическими расчетами и имеет сходство с фактическими данными.

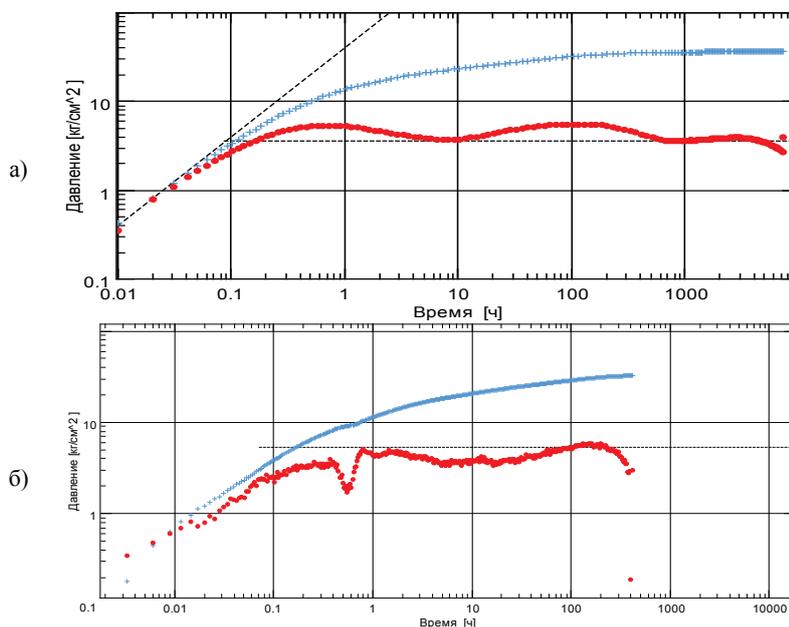


Рис. 6. Диагностический график фактической и модельной кривой восстановления давления: а) модельная кривая Нэфф = 120 м; б) фактическая кривая

Расчеты на гидродинамической модели также показывают работу аквифера мощностью в 150–200 метров.

Таким образом, выявленное влияние подошвенных вод привело к увеличению времени отработки скважин, но вопрос работы скважин на истощении в приконтактной зоне пока остается достаточно актуальным. Для определения величины латеральной работы подстилающих вод требуется дополнительная отработка скважин.

Составлена концептуальная стратегия проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин на подобного рода месторождениях для определения геологических особенностей строения пласта на стадии опытно-промышленных работ (ОПР) и внедрения системы ППД:

- 1) проведение стандартных исследований по технологии КВД добывающих скважин с горизонтальным окончанием — более 500 часов остановки;
- 2) проведение гидропрослушивания на двух добывающих скважинах, расположенных близко друг к другу — реагирующая скважина остановлена на КВД,

возмущающая в это время запускается в работу (если линейные потоки на диагностическом графике по большинству ГДИС этого объекта отсутствуют)

- 3) расчет эффективной мощности пласта по амплитуде импульса;
- 4) расчет темпов падения давления при данной мощности.

Необходимо отметить, что концептуальная схема является инструментом для оценки геологических особенностей и наличия связи с аквифером на качественном уровне и первоначальной оценке диапазона работающей толщины. Также она показывает, что происходит искажение проницаемости и длины ствола при стандартных подходах к интерпретации гидродинамических исследований. Достоверно количественная оценка влияния скважин с подстилающими водами и между собой дополняется при долгосрочном мониторинге разработки месторождения.

Библиографический список

1. Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как направление развития современных ГДИС // Инженерная практика. – 2012. – № 9. – С. 4–8.
2. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» / Д. Ю. Баженов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 52–55.
3. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т. А. Деева [и др.]. – Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. – С. 240.
4. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 511 с.
5. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М., 2002.
6. Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Гуляев Д. Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей // – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
7. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования / Д. Н. Гуляев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 82–85.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохощко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Листойкин Дмитрий Александрович, главный специалист, ООО «Газпромнефть – НТЦ», e-mail: Listoykin.DA@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Listoykin D. A., Chief Specialist, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Listoykin.DA@gazpromneft-ntc.ru

УДК 622.279.7

ПОЛИСОЛЕВОЙ БИОПОЛИМЕРНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТЕРРИГЕННЫМ КОЛЛЕКТОРОМ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ MULTISALT BIOPOLYMER MUD FOR WELL CONSTRUCTION AT FIELDS WITH TERRIGENOUS RESERVOIR IN EASTERN SIBERIA

В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов

V. A. Parfiriyev, S. A. Paleyev, N. N. Zakirov, Yu. V. Vaganov

ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: скважина; буровой раствор; осложнения в процессе бурения; пластовое давление; эксплуатационная колонна

Key words: well; drilling mud; drilling hazards; reservoir pressure; casing string

Нефтеносность Восточной Сибири, в частности Республики Саха (Якутия), неотъемлемо связана с развитием терригенных коллекторов Паршинской свиты в хамакинском горизонте Алинского и Восточно-Алинского месторождений, яв-

ляющихся наравне с основными нефтеносными горизонтами непско-ботуобинской зоны. В геологическом строении структур Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы, в пределах которого располагаются Алинское и Восточно-Алинское месторождения, принимают участие образования кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста, рифейские, вендские, кембрийские, юрские, четвертичные отложения, а также магматические породы триаса. Основную роль в строении осадочного чехла играют терригенно-карбонатные образования кембрия. Геологический разрез представлен переслаиванием красновато-коричневых, бурых и серых мергелей, светло и темно-серых доломитов, серыми, темно-серыми, мелко среднезернистыми известняками, прослоями аргиллитов и ангидритов, мощными пластами каменной соли.

Исследования градиентов гидроразрыва пород, слагающих разрез под эксплуатационную колонну на представленных месторождениях, свидетельствуют о том, что разрез сложен прочными горными породами, не подвергающимися гидроразрыву в условиях применяемых технологий проводки ствола скважины. При прохождении солевых отложений буровые растворы должны быть насыщенными солями. Солевой состав жидкой фазы бурового раствора должен предотвращать растворение солевых отложений. Поглощения бурового раствора в проницаемых пластах единичны, могут быть встречены в зонах разуплотнения и близости тектонических разломов при отсутствии либо недостаточности, либо несоответствии по гранулометрическому составу твердой фазы бурового раствора.

Практика бурения скважин на терригенные отложения хамакинского горизонта (продуктивный пласт В₁₀) Алинского и Восточно-Алинского месторождений в Республике Саха (Якутия) показала, что применение моносольевых буровых растворов недостаточно эффективно для одновременного решения задач по вскрытию интервалов солевых отложений и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов.

Возможные осложнения при бурении под эксплуатационную колонну представлены в таблице 1.

Таблица 1

Возможные осложнения при бурении под эксплуатационную колонну

Вид осложнений	Причина осложнений	Последствие	Предупреждение осложнений
Кавернообразование; эрозия в интервале: толбачанская — юрегинская свиты	Наличие интервала соленосных отложений; отклонение параметров и состава бурового раствора от проектных значений	Образование шламовых мешков с последующим обвалом в ствол скважины; некачественное цементирование обсадной колонны	Соответствие параметров и состава бурового раствора рабочему проекту; сокращение простоев
Поглощение промывочной жидкости и тампонажных растворов; провалы инструмента в интервалах: толбачанская — нелбинская свиты; билирская — талахская свиты	Отклонение параметров и бурового раствора от проектных значений; наличие аномально высоких пластовых давлений (АНПД), тектонических нарушений; трещиноватость, кавернозность карбонатных пород	Потеря циркуляции; некачественное цементирование эксплуатационной колонны	Соответствие параметров бурового раствора рабочему проекту; введение в буровой раствор наполнителей; контроль за уровнем бурового раствора в приемных емкостях буровой установки

Вид осложнений	Причина осложнений	Последствие	Предупреждение осложнений
Газонефтеводопроявление (ГНВП) в интервалах продуктивных пластов: O ₁ , Б ₅ , В ₅ , В ₁₀ , В ₁₃	Наличие в разрезе высокопроницаемых пластов; поглощение с последующим проявлением из вышележащего продуктивного пласта (пропластка); отклонение параметров и состава бурового раствора от проектных значений; отсутствие долива скважины при подъеме бурительной колонны и простоях	Ухудшение параметров бурового раствора; открытое фонтанирование	Соответствие параметров бурового раствора рабочему проекту; контроль за уровнем бурового раствора относительно устья при подъеме и простоях; контроль за объемом долива при подъемах бурительной колонны; контроль признаков ГНВП по газопоказаниям станции геолого-технологических исследований (ГТИ)

При разбуривании солевых отложений юрегинской свиты возникает риск растворения солей, представленных преимущественно галитом, с образованием каверн. Для продуктивных отложений хамакинского горизонта характерно пониженное пластовое давление по отношению к гидростатическому. Поэтому применение буровых растворов на водной основе в условиях репрессии на пласт сопряжено с проникновением наработанной измельченной твердой фазы (до $25 \cdot 10^{-6}$ м), представленной преимущественно карбонатами, и фильтрата бурового раствора в поры и трещины. В результате физического и химического взаимодействий дисперсионной среды применяемых буровых растворов и содержащихся в ней полимерных компонентов и наработанной твердой фазы с пластовыми флюидами (нефтью и высокоминерализованными пластовыми водами) и поровым пространством может происходить необратимое снижение проницаемости прискважинной зоны. Кроме того, в образуемой системе фильтр бурового раствора — порода — нефть, на границе раздела фаз, формируется повышенное поверхностное натяжение. При освоении скважин влияние указанных негативных факторов приводит к существенному снижению продуктивности [1, 2].

В процессе бурения ствола скважины рост плотности бурового раствора при углублении скважины предотвращается разбавлением бурового раствора в циркуляции порциями вновь приготовленного бурового раствора соответствующей рецептуры.

Бурение под эксплуатационную колонну на одиночных поисково-оценочных и разведочных, а также эксплуатационных скважинах при кустовом методе строительства производится на традиционном солевом биополимерном растворе (СБР). Применение СБР не позволяет одновременно и в полной мере эффективно решить следующие задачи:

- сохранить диаметр ствола скважины в интервале пластов между пластом соли и пластом галита, предотвращая их размыв;
- вскрыть продуктивные пласты с высокой минерализацией пластовых вод;
- провести безаварийную проводку ствола скважины.

Традиционно применяемый СБР насыщен хлоридом натрия, обработан биополимерным реагентом и КМЦ. Остальной комплекс реагентов, применяемых в растворе, является дополнительным и вводится в зависимости от условий бурения и требуемых параметров раствора.

Параметры СБР представлены в таблице 2.

Контролируемые параметры СБР

Показатель	Единица измерения	Значение
Плотность ρ	кг/м ³	1 160–1 230
Условная вязкость T	с	25–36
Водоотдача (В), (стандарт АНИ)	см ³ /30 мин	8–10
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 с	дПа	15–20
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 мин	дПа	35–40
Динамическое напряжение сдвига* (ДНС)	дПа	50–80
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	мПа·с	10–20
Коэффициент трения**	–	Не более 0,06
Водородный показатель pH	–	7,0–8,5

Примечание.

* В поисково-оценочных и разведочных скважинах не контролируется.

** Контролируется при бурении горизонтальных скважин.

Опыт строительства скважин на месторождениях с терригенными коллекторами показал большие недостатки применяемого солевого биополимерного раствора. В результате применения СБР при бурении скважины были получены значительные осложнения в виде поглощений, образования каверн, наработки уступов, снижение коллекторских свойств продуктивных горизонтов и, как следствие, снижение качества крепления эксплуатационной колонны.

На стадии теоретических изысканий была определена целевая модель усовершенствованного бурового раствора, к которому предъявляются следующие требования:

- по составу дисперсионной среды — соответствовать солевым отложениям юргинской свиты, не допуская растворения отложений;
- по составу дисперсионной среды и общей минерализации — соответствовать минерализации пластовой воды продуктивного горизонта, не допуская образования нерастворимых осадков;
- иметь в составе полимеры, совместимые с электролитами, способствующие загущению бурового раствора при попадании на стенки скважины и в прискважинную зону пласта и склонные к последующему биоразложению с целью уменьшения степени загрязнения продуктивного пласта;
- иметь в составе дисперсную фазу, подобранную соответствующим образом к реальной структуре пустотного пространства продуктивных отложений, способствующую поверхностной коагуляции с целью уменьшения глубины проникновения фильтра;
- иметь в составе поверхностно-активные вещества (ПАВ), совместимые с электролитами, уменьшающие поверхностное натяжение на границе фильтрат бурового раствора — пластовая нефть [3].

В результате выполнения лабораторных работ по приготовлению и оптимизации модельных буровых растворов был получен полисолевой биополимерный буровой раствор (ПСБР), отвечающий требованиям целевой модели. В состав разработанного раствора входят хлорид натрия, хлорид калия, хлорид магния, биополимерный реагент, полиакриламид, КМЦ, коагулянт (карбонат кальция), ПАВ, пеногаситель, кальцинированная сода и техническая вода. Параметры бурового раствора представлены в таблице 3.

Параметры бурового раствора (ПСБР)

Показатель	Единица	Значение
Плотность ρ	кг/м ³	1 190–1 250
Условная вязкость T	с	30–60
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 с	дПа	30–40
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 мин	дПа	40–60
Динамическое напряжение сдвига (ДНС)	дПа	Не менее 65
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	мПа·с	До 20
Водоотдача (В), (стандарт АНИ)	см ³ /30 мин	Не более 8
Водородный показатель pH	–	7,0–8,5
Коэффициент трения	–	Не более 0,08

Для разработанного раствора проведены эксперименты по определению коэффициента восстановления проницаемости после воздействия модельных буровых растворов на стандартные образцы керна горных пород, отобранных при бурении поисково-разведочных скважин с терригенным коллектором, в условиях, моделирующих пластовые (без моделирования перфорации). Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия бурового раствора по результатам экспериментов находился в диапазоне 2,5–4,0 %. После проведения экспериментов была замерена проницаемость образцов по газу. Проницаемость первого образца в колонке из трех образцов, по отношению к начальной проницаемости до проведения экспериментов, находилась в диапазоне 17–31 %, второго — 65–77 %, третьего — 95–100 %. Таким образом, результаты экспериментов подтвердили соответствие разработанного бурового раствора (ПСБР) требуемой модели.

После лабораторных исследований ПСБР был опробован в полевых условиях в рамках опытно-промышленных работ при строительстве поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах с терригенным коллектором.

В результате выполнения опытно-промышленных работ по скважинам, на которых применялся разработанный буровой раствор, было достигнуто снижение коэффициента кавернозности ствола скважины в интервале эксплуатационной колонны с 1,5 до 1,1 (снижение на 35 %), не получено ни одного случая непроизводительного времени в процессе бурения, связанного с нарушением профиля ствола скважины, кавернообразованием, осыпями или обвалами и прихватами инструмента. Также в процессе опытных работ получены дебиты нефти в среднем порядка двух раз выше по сравнению со скважинами, пробуренными с применением базового раствора. Продуктивность опытных скважин больше на 3,8 м³/сут·МПа относительно базовых скважин. Промышленное применение ПСБР началось по завершению опытно-промышленных работ.

Результаты практического применения разработанного бурового раствора в горизонтальной скважине при сопоставлении с результатами фильтрационных экспериментов позволили сделать предположение об обратимости коагуляции при скважинной зоне пласта дисперсной фазой бурового раствора вследствие верно подобранного фракционного состава коагулянта с учетом особенностей геологического строения пласта.

Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях на терригенные отложения в Восточной Сибири сопровождается рядом объективных проблем. Применение моносолевых буровых растворов на водной основе недостаточно эффективно. Совершенствование рецептур буровых растворов для обеспечения качественного первичного вскрытия продуктивных пластов — одно из необходимых условий повышения эффективности разработки месторождений. Разработанная ре-

цептура полисолевого биополимерного бурового раствора показала высокую технологическую эффективность. Достигнутые результаты позволили по-новому оценить перспективы бурения скважин на месторождении.

Библиографический список

1. Ангелопуло О. К., Подгорнов В. М., Аваков В. Э. Буровые растворы для осложненных условий. – М.: Недра, 1988. – 135 с.
2. Подгорнов В. М., Ахмадеев Р. Г., Ангелопуло О. К. Влияние процессов фильтрации буровых растворов на изменение проницаемости коллектора // Итоги науки и техники. Серия: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1975. – Т. 6 – С. 60–97.
3. Ахметзянов Р. Р., Жернаков В. Н., Сергеев С. С. Применение бурового раствора с бишофитом и модифицированным крахмалом при первичном вскрытии // Результаты испытания образцов новых видов оборудования и технологий ОАО «Сургутнефтегаз». – 2017. – С. 4–6.

Сведения об авторах

Парфирьев Василий Анатольевич, начальник НГДУ «Талаканнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Палеев Сергей Александрович, начальник службы контроля за качеством бурения, освоения новых скважин, капитального ремонта (КР6) скважин НГДУ «Талаканнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Закиров Николай Николаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Information about the authors

Parfiryev V. A., Manager of Talakaneft Oil and Gas Production Division, JSC «Surgutneftegas», Surgut

Paleyev S. A., Manager of Drilling Quality Control, New Wells Starting and Wells Workover department of Talakaneft Oil and Gas Production Division, JSC «Surgutneftegas», Surgut

Zakirov N. N., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Vaganov Yu. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРЕМЕННОЙ ПРОВОДИМОСТИ ПОВРЕЖДЕННОЙ ТРЕЩИНЫ И ОПТИМИЗАЦИЯ

PERFORMANCE OF THE VARIABLE CONDUCTIVITY DAMAGED FRACTURE AND FRACTURE OPTIMIZATION

С. А. Фаик, А. В. Саранча

S. A. Faiq, A. V. Sarancha

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; продуктивность скважины; численное моделирование

Key words: hydraulic fracturing; well efficiency; numerical simulation

В последние годы на нефтяных месторождениях Западной Сибири сосредоточено значительное количество остаточных трудноизвлекаемых запасов в зонах неравномерной выработки неоднородных высокообводненных пластов, а также слоистых и линзовидных глинистых пластов ачимовских толщ. Технология гидроразрыва пласта (ГРП) приводит к экономическому обоснованию и разработке нетрадиционных ресурсов. Из-за сложной структуры трещин оценка эффективности потока флюидов в такой системе трещины ГРП действительно представляет собой проблему. Обычно для этого требуется численное моделирование. С другой стороны, были проведены исследования по стационарному состоянию, продуктивности и нестационарному состоянию поведения давления, анализ с аналитическими и/или численными методами, хотя некоторые, лежащие в основе механизмы не были хорошо поняты, поскольку поток жидкости в такой системе может полностью зависеть от трещины, в то время как пласт играет только роль источника.

Поэтому фундаментальное и практическое значение имеет оценка эффективности скважины с массивированной трещиной ГРП.

Решение безразмерного давления псевдо-стационарного состояния в замкнутой системе может быть записано в виде [1]

$$\rho_D = 2\pi t_{DA} + 1/J_D, \quad (1)$$

$$1/J_D = 1/2 \ln \left(\frac{4A}{e^\gamma C_A r_w'^2} \right), \quad (2)$$

где p_D — безразмерное давление, $t_{DA} = \frac{kt}{c_t \phi \mu A}$ — безразмерное время на основе площади; J_D — безразмерный коэффициент продуктивности; A — площадь дренирования, m^2 ; γ — постоянная Эйлера, $\gamma = 0,5772156649$; C_A — коэффициент формы, r_w' — эффективный радиус ствола скважины, m .

Этот общий вид коэффициента продуктивности применим для скважин с ГРП или без ГРП.

Рассмотрим трещину с однородной проводимостью с n -зонами.

Средняя безразмерная проводимость трещин определяется как среднее арифметическое по длине трещины и рассчитывается по формуле

$$\overline{C_{fD}} = \int_0^1 C_{fD}(x_D) dx_D. \quad (3)$$

Эквивалентная проводимость трещин для поведения псевдо-стационарного состояния имеет вид [2]

$$C_{fD}|_e = \frac{\pi}{2} \left(\frac{1}{e^{\Delta S_f} - 1} \right). \quad (4)$$

В таблице 1 приведен краткий обзор входных параметров, приведенных [2] для случаев с уменьшающейся проводимостью трещины и случаев без определенной тенденции. Там же показана эквивалентная проводимость, рассчитанная с использованием формулы (4). Исследование показывает, что для низкой проводимости удельная проводимость трещин больше укладывается в сторону проводимости вблизи скважины, чем средняя проводимость.

Таблица 1

Сводка переменной проводимости трещины и эффективной проводимости входных данных [2]

Случай	Зона 1 C_{fD1}	Зона 2 C_{fD2}	Зона 3 C_{fD3}	Зона 4 C_{fD4}	Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Эквивалентная проводимость $C_{fD} _e$
1	1,0	0,5	0,375	0,125	0,5	0,7809
2	10,0	5,0	3,75	1,25	5,0	5,718
3	100,0	50,0	37,5	12,5	50,0	49,77
4	1000,0	500,0	375,0	125,0	500,0	486,2
5	15,0	2,5	1,5	1,0	5,0	3,999
12	1,0	1,5	2,5	15,0	5,0	1,262
13	2,5	1,0	15,0	1,5	5,0	2,149
14	2,5	1,5	15,0	1,0	5,0	2,407
15	2,5	15,0	1,5	1,0	5,0	3,036
16	5,0	5,0	0,0	5,0	3,75	1,782
17	5,0	0,0	5,0	5,0	3,75	1,107

В таблице 2 показана эффективная проводимость трещин в зависимости от максимальной проводимости ствола скважины для эллипсоидальных и клиновидных трещин. Как показано, для низкопроводимых трещин эквивалентное значение

взвешивается больше в сторону максимальной проводимости скважины. В то время как при больших проводимостях эквивалент приблизительно равен средней проводимости трещин для клиновидных трещин и примерно на 12 % больше средней проводимости для трещин эллипсоидальной формы. Эквивалентная проводимость для эллипсоидальной трещины может быть рассчитана на основе работы [3]. Основное различие в нашем решении состоит в том, что при малых проводимостях эквивалентная проводимость взвешивается по отношению к проводимости ствола скважины.

Таблица 2

Эквивалентная безразмерная проводимость трещин для эллипсоидальных и клиновидных трещин по сравнению с максимальной проводимостью

Максимум в скважине $C_{fD} _{max}$	Трещина ГРП — эллипсоидальная		Клин — трещина ГРП	
	Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Эквивалент уравнения (4) $C_{fD} _e$	Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Эквивалент уравнения (4) $C_{fD} _e$
0,01	0,00785	0,00999	0,005	0,00986
0,1	0,0785	0,0989	0,05	0,0927
1,0	0,785	0,946	0,5	0,770
10	7,85	8,94	5,0	6,00
100	78,5	87,8	50,0	52,3
1 000	785	876	500,0	504

В таблице 3 показано сравнение проводимости клиновых и перевернутых клиновидных трещин. Трещина клина имеет максимальную проводимость в скважине, тогда как перевернутый клин имеет максимальное значение на вершине трещины. Как показано, уменьшающийся клин всегда будет превосходить возрастающий случай для данной средней проводимости.

Таблица 3

Эквивалентная безразмерная проводимость трещин для клиновых и перевернутых клиновидных трещин по сравнению со средней проводимостью

Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Клин, >		Перевернутый клин, <	
	Диапазон проводимости от скважины до кончика	Эквивалент уравнения (4) $C_{fD} _e$	Диапазон проводимости от скважины до кончика	Эквивалент уравнения (4) $C_{fD} _e$
0,01	0,015–0,005	0,0148	0,005–0,015	0,00508
0,1	0,15–0,05	0,141	0,05–0,15	0,0547
1,0	1,5–0,5	1,24	0,5–1,5	0,666
10	15–5	11,3	5–15	7,54
100	150–50	111	50–150	77,0
1000	1 500–500	1 110	500–1 500	772

Вышеприведенные таблицы показывают, что для переменной проводимости трещины средняя удельная проводимость трещины может не всегда представлять собой эквивалентную проводимость. Также очевидно, что для большой проводимости трещин среднее значение является хорошим представлением, тогда как для низкой проводимости трещин эквивалентное значение больше взвешивается в сторону скважины.

Поврежденная трещина. Г. Синко-Лей [4] определил поврежденную трещину как трещину с бесконечной проводимостью, с ограничением потока вблизи ствола скважины в результате снижения проницаемости трещины.

Г. Синко-Лей предположил, что вся жидкость попала в поврежденную трещину вблизи кончика задушенной области с полным расходом, проходящим через заторможенную часть трещины. Дополнительная потеря давления в заторможенной области для двухлопастной трещины может быть рассчитана следующим образом [4]:

$$\Delta p_{ch} = \frac{q/2}{hb_f k_{fs}} \mu (x_s - r_w) \left(1 - \frac{k_{fs}}{k_f}\right),$$

где q — общий расход двух крыльев.

Таким образом, скин-фактор для всего потока через поврежденную трещину в области ближней скважины (в противном случае для бесконечной проводимости трещины) ($k_f \rightarrow \infty$) может быть вычислен из

$$(S_f)_{ch} = \frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta p_{ch} = \frac{\pi k}{b_f k_{fs}} (x_s - r_w). \quad (5)$$

Этот результат можно также получить следующим образом:

$$(S_f)_{ch} = \frac{\pi x_s k}{b_f k_{fs}} (1 - r_w/x_s).$$

Скин-фактор трещины, как определил Г. Синко-Лей [4] $(S_f)_{ch}$, если $r_w \rightarrow 0$, был равен

$$(S_f)_{ch} = \frac{\pi x_s k}{b_f k_{fs}} = \frac{\pi}{C_{fDs}} = \frac{\pi}{C_{fD}} \frac{x_s}{x_f}, \quad (6)$$

где

$$C_{fD} = \frac{b_f k_{fs}}{x_f k} \text{ и } C_{fDs} = \frac{b_f k_{fs}}{x_s k}.$$

Это можно показать, предположив, что только задушенная область имеет проводящую трещину, то есть не учитывая диапазон проводимости трещины с накопника поврежденной области до наконечника трещины (от x_s до x_f).

На рисунке 1 показано эффективное отношение ствола скважины для поврежденной трещины в неограниченном или бесконечном пласте в зависимости от безразмерной проводимости в поврежденной области и различных зон $\left(\frac{x_s}{x_f}\right)$.

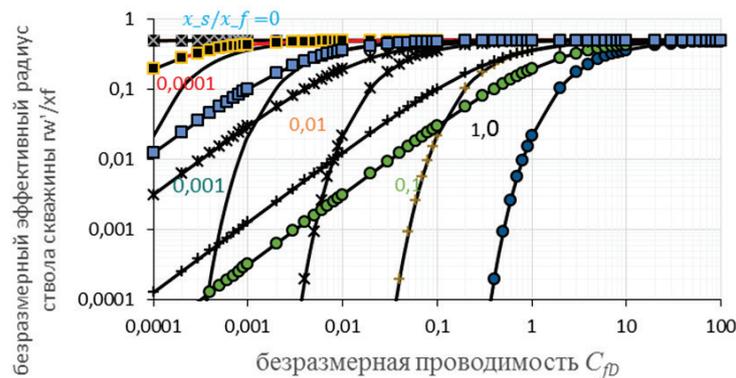


Рис. 1. Эффективный радиус ствола скважины против безразмерной проводимости и поврежденной зоны

Оптимизация трещины. М. Экономидес и др. [5] также показали, что существует оптимальная конструкция трещины для данного объема под прессованные трещины. Их анализ был основан на безразмерном числе проппанта (N_{prop}), который был определен как удвоенное отношение объема трещины к объему коллектора, умноженного на проницаемость проппанта и на проницаемость пласта. Число проппанта для прямоугольного пласта задается формулой

$$N_{prop} = \frac{2V_{prop}}{V_{res}} \frac{k_f}{k} = C_{fD} I_x^2 \lambda, \quad (7)$$

где эквивалентная безразмерная проводимость (по крайней мере для этого исследования) $C_{fD} = (w_f k_f) / (k x_f) \cdot h_f / h_r$, h_f — высота трещины; h_r — высота пласта. Таким образом, для фиксированного объема закачиваемого проппанта число проппанта будет постоянным. Оптимальную проводимость трещин для данного объема трещины можно найти, дифференцируя коэффициент продуктивности относительно C_{fD} для постоянного числа проппанта.

Рисунки 2 и 3 показывают безразмерный коэффициент продуктивности в функции безразмерной проводимости и числа проппанта.

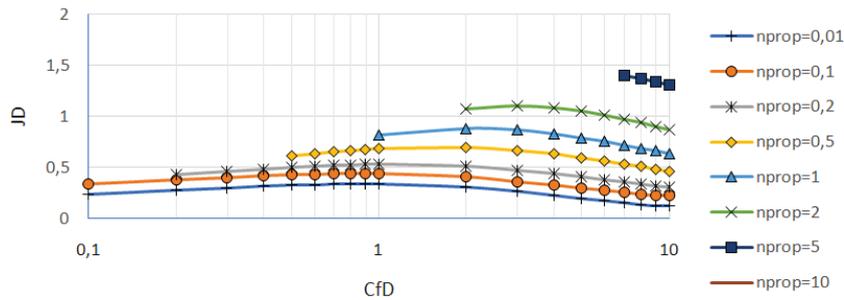


Рис. 2. Безразмерный коэффициент продуктивности в функции безразмерной проводимости и числа проппанта

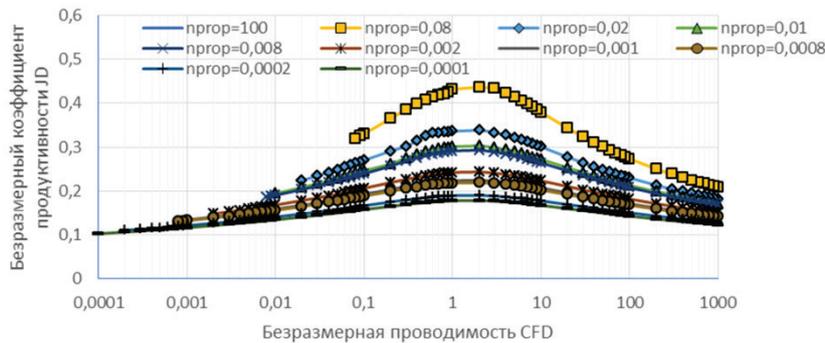


Рис. 3. Безразмерный коэффициент продуктивности в функции безразмерной проводимости и числа проппанта

$$\left. \frac{d(1/J_D)}{dC_{fD}} \right|_{N_{prop}} = 0, \quad (8)$$

где указанное уравнение решается численно, с использованием модифицированного метода Ньютона. На рисунке 4 получена в результате оптимальная проводи-

мость для максимизации продуктивности для данного объема (или массы) проппанта.

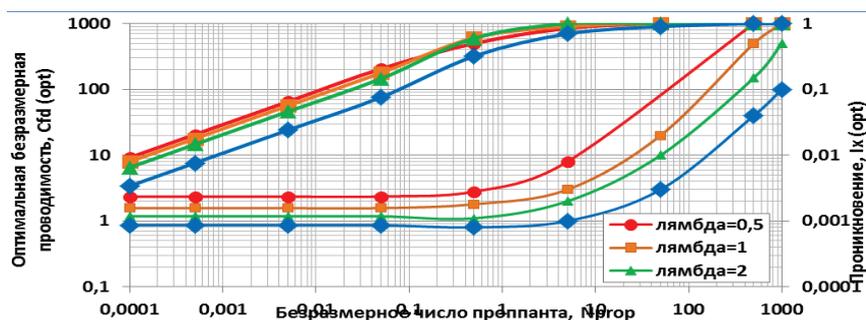


Рис. 4. Оптимальная безразмерная проводимость и проникновение в функции числа проппанта для различных соотношений сторон λ

Выводы

- Эквивалентная безразмерная проводимость является более точной при оценке эффективной проводимости трещины переменной проводимости, чем средняя проводимость при учете переменной или неравномерной проводимости (ширина, проницаемость) профилей в трещине.
- Определена оптимальная удельная проводимость трещин.

Библиографический список

1. Ramey H. J., Cobb W. M. A General Pressure Buildup Theory for a Well in a Close Drainage Area // JPT. – (December, 1971). – P. 1493–1505.
2. Influence of Fracture Heterogeneity and Wing Length on the Response of Vertically Fractured Wells / C. O. Bennett [et al.] // SPEJ. – (April, 1983). – P. 219–230.
3. Riley M. F., Brigham W. E., Horne R. N. Analytical Solutions for Elliptical Finite-Conductivity Fractures // SPE 22656. – (October, 1991).
4. Cinco-Ley H., Samaniego-V F. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case versus Damaged Fracture Case // SPE 10179. – (October, 1981).
5. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design. – Texas, Alvin: Orsa Press, 2002.
6. McGuire W. J., Sikora V. J. The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity // SPEJ. – 1960. – Vol. 219. – P. 401–403
7. Recent Advances in Hydraulic Fracturing: monograph / J. L. Gidley [et al.] // SPE. – 1989. – Vol. 12. – P. 318.
8. Prats M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case // SPEJ. – (June, 1961). – P. 105–118.
9. Prats M., Hazebroek P., Strickler W. R. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Compressible Fluid case // SPEJ. – (June, 1962). – P. 87–94.
10. Gringarten A. C., Ramey H. J., Raghavan R. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Fracture // SPEJ. – (August, 1974). – P. 347–360.
11. Gringarten A. C. Reservoir Limit Testing for Fractured Wells // SPE 7452. – (October 1978).
12. Cinco-Ley H. Evaluation of Hydraulic Fracturing by Transient Pressure Analysis Methods // SPE 10043. – (March, 1982).
13. Cinco-Ley H., Samaniego-V F., Dominguez A. N. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture // SPEJ. – (August, 1978).
14. Behavior of Wells with Low-Conductivity Vertical Fractures / H. Cinco-Ley [et al.] // SPE 16776. – (September, 1987).
15. Barker B. J., Ramey Jr. Transient Flow to Finite Conductivity Vertical Fractures // SPE 7489. – (October, 1978).
16. Valko P. P., Economides M. Heavy Crude Production from Shallow Formations: Long Horizontal Wells Versus Horizontal Fractures // SPE 50421. – (November, 1998).
17. Scott J. O. The Effect of Vertical Fractures on Transient Pressure Behavior of Wells // JPT. – (December, 1963). – P. 1365–1369.
18. Russel D. G., Truitt N. E. Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs // JPT. – (October, 1964). – P. 1159–1170.
19. Raymond L. R., Binder G. G. Productivity of Wells in Vertically Fractured, Damaged Formations // JPT. – (January, 1967). – P. 120–130.
20. Vertical Fracture Height – Its Effect on Steady-State Production Increase / J. M. Tinsley [et al.] // JPT. – (May, 1969). – P. 633–638.
21. Earlougher R. C., Ramey Jr. Interference Analysis in Bounded Systems // JPT. – (October — December, 1973). – P. 33–45.
22. Earlougher R. C. Advances in Well Test Analysis: monograph // SPE. – 1977. – Vol. 5.

23. Raghavan R., Hadinoto N. Analysis of Pressure Data for Fractured Wells: The Constant-Pressure Outer Boundary // SPEJ. – (April, 1978). – P. 139–149.
24. Lee S. T., Brockenbrough J. R. A New Analytical Solution for Finite Conductivity Vertical Fractures with Real Time and Laplace Space Parameter Estimation // SPE 12013. – 1983.
25. Raghavan R. Pressure Behavior of Wells Intercepting Fractures // Proceedings, Invitational Well-Testing Symposium. – (October 19–21, 1977). – P. 117–160.
26. Azari M., Knight L. E., Soliman M. Y. Low-Conductivity and Short Fracture Half-Length Type Curves and Analysis for Hydraulically Fractured Wells Exhibiting Near Radial Flow Profile // SPE 23630. – (March, 1992).
27. Economides M., Nolte K.G. Reservoir Stimulation, Schlumberger Educational Services, Texas, Houston, 1987.
28. Bird R. B., Stewart W. E., Lightfoot E. N. Transport Phenomena. – New York, Wiley, 1960. – P. 5.

Сведения об авторах

Файк Саад Алаельдин, аспирант кафедры моделирования и управления процессами нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Университет технологии, г. Багдад, Ирак, тел. 89199428514, e-mail: saadfaiq1979@hotmail.com

Саранча Алексей Васильевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru

Information about the authors

Faiq S. A., Postgraduate at the Department of Modeling and Control of Oil and Gas Production Processes, Industrial University of Tyumen, University of Technology, Baghdad, Iraq, phone: 89199428514, e-mail: saad-faiq1979@hotmail.com

Sarantcha A. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru

УДК 622.24.053

ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ БУРОВЫХ ТРЕХШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

THE INCREASE IN DRILLING DURABILITY OF TRICONE BITS

М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, О. В. Филимонов

M. Ya. Habibullin, R. I. Syleymanov, O. V. Filimonov

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Ключевые слова: погрешность базирования; долото; шарошка
Key words: location error; bit; cutter

В процессе бурения скважин буровые трехшарошечные долота испытывают колоссальные нагрузки: истирание, износ и выпадение твердосплавных элементов, биение в подшипниках шарошек (так как шарошки совершают движение с двумя степенями свободы). Для того чтобы уменьшить последнее явление, а именно биение, необходимо уделить повышенное внимание качеству изготовления долот на стадии сваривания цапф шарошек с корпусом.

Основные показатели точности буровых шарошечных долот (рис. 1) — допуски на диаметр, разновысотность (*P*) шарошек относительно упорного уступа и радиальное биение (*PБ*) шарошек относительно резьбы — регламентированы ГОСТ 20692-75 [1]. Однако трехшарошечное секционное долото относится к нетехнологичным изделиям машиностроения, так как его секции соединены между собой посредством сварки; оно не содержит базовой детали и характеризуется наличием сложных комбинированно связанных пространственных размерных цепей [2].

Точность трехшарошечного долота по диаметру зависит от погрешностей механической обработки его основных деталей, от смещения секций в процессе сборки долота, от погрешностей, обусловленных деформациями при сварочных операциях [3]. Перечисленные факторы в различной степени влияют на другие два показателя — *P* и *PБ*, но в формировании точности трехшарошечного долота по этим показателям имеют место существенные особенности.

Во-первых, невозможно осуществить контроль и регулирование *P* и *PБ* на стадии сборки изделия, поскольку измерительные базы долота образуются лишь на заключительной стадии его изготовления — в процессе обработки резьбового ниппеля.

Во-вторых, влияние погрешностей базирования долота при обработке ниппеля на P и $PБ$ столь велико, что правильно собранное из годных деталей, но установленное в патроне со значительной погрешностью изделие оказывается некондиционным, и в этом случае его подвергают трудоемкой и энергоемкой дополнительной обработке [4].

На рисунке 2 приведены две схемы базирования трехшарошечных долот в патронах, нашедшие наибольшее распространение. Схема I предусматривает базирование в патроне каждой из шарошек по зубьям периферийного ряда посредством опоры 1 с вогнутой поверхностью, приближенной к поверхности, огибающей вершины зубьев, причем две из трех опор могут перемещаться по дуге окружности для компенсации смещения шарошек в обрабатываемом долоте относительно их номинального положения. В радиальном направлении долото базируют по участкам калибрующих конусов шарошек посредством центрирующего механизма 2, выполненного в виде поворотного кольца с тремя центрирующими поверхностями или в виде цанги, кулачков и т. п. Долото сначала устанавливают шарошками на опоры 1 и прижимают в осевом направлении с небольшим усилием. Одновременно его центрируют в радиальном направлении, а затем закрепляют при помощи плавающего кольца 3. Для повышения жесткости закрепления на ниппеле выполнена внутренняя фаска; по ее поверхности долото закрепляют центром 4. Базирование осуществляется по тем венцам зубьев шарошек, по которым впоследствии контролируется P долота, причем вогнутая форма опоры позволяет избежать составляющей погрешности базирования Δ , обусловленной характером контакта вершин зубьев шарошек с опорой.

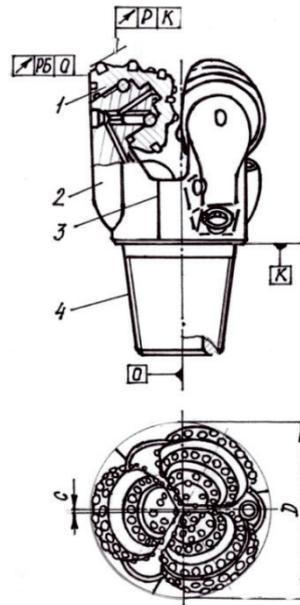


Рис. 1. Трехшарошечное долото:

- 1 — шарошка; 2 — лапа;
- 3 — сварной шов;
- 4 — замковая резьба;
- O — ось резьбы;
- K — плоскость упорного уступа;
- D — диаметр долота;
- C — смещение оси шарошки относительно оси O

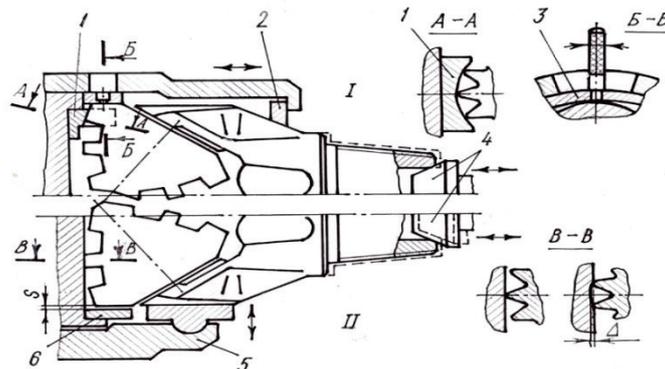


Рис. 2. Схемы базирования трехшарошечного долота при обработке резьбового ниппеля: 1 — опора; 2 — механизм центрирования; 3 — плавающее кольцо; 4 — вращающийся центр; 5 — кулачки; 6 — ограничительное кольцо

Рассмотрим последствия обработки долота, собранного со смещением одной секции в осевом направлении на некоторую величину A . Независимо от указанно-

го смещения секции вершины зубьев периферийных венцов каждой из трех шарошек долота входят в контакт с соответствующими опорами. Вследствие этого после обработки ниппеля периферийные венцы шарошек с большей вероятностью оказываются расположенными на одном уровне относительно плоскости упорного уступа. При этом дефекты сборки проявляются в виде наклона долота на некоторый угол α относительно его номинального положения, вследствие чего происходит, в частности, изменение углов наклона осей цапф к оси вращения долота. Угол α можно приближенно определить по формуле [5, 6]

$$\operatorname{tg} \alpha \approx \frac{A}{R(1 + \sin 30^\circ)}, \quad (1)$$

где R — расстояние между осью долота и зубом, по которому осуществляется базирувание.

Например, при смещении секции долота диаметром 215,9 мм в осевом направлении на 0,5 мм угол α составит не более 10–12'. Следовательно, обработка в рассматриваемом патроне долота с относительным смещением секций на значительную величину сопровождается лишь незначительным изменением углов наклона цапф относительно их номинального положения.

Рассмотрим вариант обработки долота с образовавшимся в процессе сборки значительным радиальным биением $PБ_{сб}$, обусловленным, например, неравномерностью его секций по высоте, измеренной относительно ребра двугранного угла.

Так как долото центрирует в радиальном направлении по участкам калибрующихся поверхностей шарошек, и эти участки одинаково удалены от образующейся в процессе обработки ниппеля оси резьбы, возникающее при сборке радиальное биение $PБ_{сб}$ может быть исправлено. Следует лишь учитывать, что такое исправление оказывает влияние на величину смещения осей шарошек относительно оси ребра долота. Погрешность смещения оси шарошки может быть определена по формулам

$$\Delta_{c1} = K \sin \omega; \quad (2)$$

$$\Delta_{c2} = -K (\omega + 60^\circ); \quad (3)$$

$$\Delta_{c3} = K \cos(\omega + 30^\circ), \quad (4)$$

где Δ_{ci} — погрешность смещения оси шарошки соответствующей секции долота (рис. 3); ω — угловая координата направления смещения оси долота относительно плоскости симметрии ближайшей секции ($0 \leq \omega \leq 60^\circ$); K — смещение оси долота, вычисляемое при известных величинах $PБ_{сб}$ и ω из отношения $PБ_{сб}/K$, определяемого по графику (рис. 4) [6].

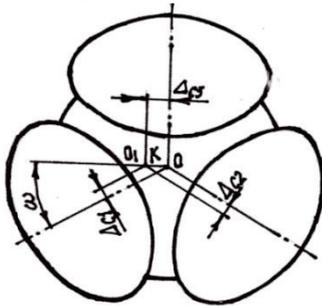


Рис. 3. Погрешность смещения осей шарошек, обусловленная изменением положения оси долота, O, O_1 — соответственно номинальное и фактическое положения оси долота

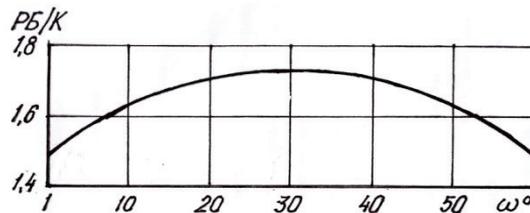


Рис. 4. Зависимость отношения $PБ/K$ от направления смещения ω° трехшарошечного долота

С точки зрения обеспечения требуемой точности долота по P и $PБ$ схему I можно считать оптимальной. Погрешность ΔC относительно невелика, кроме того, ее можно учитывать при назначении номинальной величины смещения осей шарошек, исключая возможность образования отрицательного смещения.

В схеме базирования II (см. рис. 2) наряду с кулачковым механизмом 5 использовано жесткое ограничительное кольцо b , внутренний диаметр которого несколько больше диаметра долота. К достоинствам схемы II относятся возможность обработки в одном патроне долот разных типов, простота установки долота, обеспечение более высокой жесткости закрепления изделия. Расчеты и практика эксплуатации патрона показали, что долото, выполненное с минимальным диаметром, может сместиться в радиальном направлении на недопустимую величину, несмотря на наличие ограничительного кольца b , а долото, собранное со значительным относительным смещением секций в осевом направлении, имеет соответственно высокую разновысотность шарошек.

С целью повышения точности долот по $PБ$ был экспериментально проверен и внедрен в производство контроль процесса базирования долота в патроне путем измерения зазора s между рабочей поверхностью ограничительного кольца b и калибрующей поверхностью шарошки. О возможной величине $PБ$ долота судят по разности зазоров su трех секций. Долота, имеющие диаметр, близкий к нижнему предельному значению, могут быть обработаны в патроне с ограничительным кольцом уменьшенного диаметра. Разновысотность шарошек уменьшена в результате внедрения в производство метода групповой взаимозаменяемости секций по высоте, измеренной в направлении, параллельном оси долота [4].

На точность базирования долота при обработке резьбового ниппеля, особенно с применением схемы I, и на точность измерения P и $PБ$ существенно влияют такие факторы, как люфты в опоре, биение рабочих поверхностей зубьев шарошек при вращении последних на цапфах. Погрешности базирования, обусловленные этими факторами, определяли экспериментально по следующей методике.

Максимальные значения погрешностей измерения

Показатель точности	Число исследованных долот N	Значение центра группирования x , мм	Среднеквадратическое отклонение, мм
Радиальное биение* долот диаметром 215,9 мм	$\frac{145}{150}$	$\frac{0,603}{0,847}$	$\frac{0,313}{0,373}$
Разновысотность* шарошек тех же долот	$\frac{145}{150}$	$\frac{0,555}{0,7}$	$\frac{0,324}{0,394}$
Радиальное биение** долот	$\frac{67; 4061}{295}$	$\frac{1,02; 0,699}{0,727}$	$\frac{0,655; 0,324}{0,365}$
Погрешности*** базирования долота Ш215, 9ТКЗ, обусловленные подвижным закреплением шарошек	$\frac{22}{22}$	$\frac{0,205}{0,195}$	$\frac{0,105}{0,079}$

Примечание.

*В числителе — для долот типа ТКЗ, в знаменателе — для долот типа МЗ.

**В числителе — при базировании по схеме II (первая цифра — до введения контроля процесса базирования, вторая — после введения контроля), в знаменателе — по схеме I.

*** В числителе — Δ_o , в знаменателе — Δ_p .

Вращая шарошки долота Ш215, 9ТКЗ на цапфах, находили такое положение трех шарошек, при котором P и $PБ$ имели минимальные значения, затем поворачивали шарошки на половину оборота и повторяли измерения, фиксируя теперь максимальные значения P и $PБ$. Поскольку эти измерения выполняются по тем же

венцам зубьев, по которым осуществляется базирование долота при обработке ниппеля, максимальную величину погрешности базирования в осевом направлении Δ_o оценивали по полуразности результатов измерений P ; аналогично по результатам измерений $PБ$ оценивали погрешность базирования в радиальном направлении Δ_p . Величины Δ_o и Δ_p характеризуют возможное смещение долота относительно его номинального положения в патроне вследствие биения шарошек. Максимальные значения указанных погрешностей могут достигать 1/4–1/3 допусков на P и $PБ$ (таблица).

Как показала практика, точность изготовления долот одного диаметра, но разных типов в условиях одного и того же производства может быть различна. В значительной степени она зависит от величины смещения осей шарошек вследствие смещения и неопределенности положения калибрующей точки в конкретном долоте, а также от наличия люфтов в опорах и от шага зубьев в периферийных венцах шарошек.

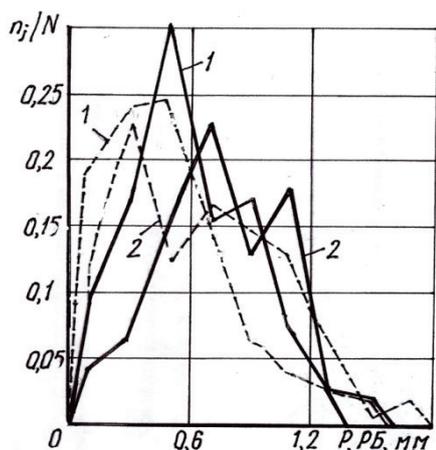


Рис. 5. Распределение показателей точности P и $PБ$ в партиях долот двух типов:
 — — — — P ; — — — — $PБ$;
 1 — долота типа ТКЗ;
 2 — долота типа МЗ

На рисунке 5 и в таблице приведено распределение показателей P и $PБ$ в партиях из 145 долот типа Ш215, 9ТКЗ и 150 долот типа Ш215, 9МЗ [8]. Эти долота, значительно различающиеся между собой по смещению шарошек (1 и 8 мм соответственно) и по максимальной величине люфта в опоре (0,55 и 0,8 мм), были обработаны в условиях серийного производства на одном и том же оборудовании, по одному технологическому процессу. Оба рассматриваемые параметра точности долот типа ТКЗ, имеющих меньшие смещения осей шарошек и люфты в опорах, значительно выше.

В результате был экспериментально проверен и внедрен в производство контроль процесса базирования долота в патроне путем измерения зазора s между рабочей поверхностью ограничительного кольца b и калибрующей поверхностью шарошки с целью повышения точности долот по $PБ$. Долота, имеющие диаметр, близкий к нижнему предельному значению, могут быть обработаны в патроне с ограничительным кольцом уменьшенного диаметра. Разновысотность шарошек уменьшена в результате внедрения в производство метода групповой взаимозаменяемости секций по высоте, измеренной в направлении, параллельном оси долота.

Полученные результаты позволяют также сделать вывод о необходимости назначения норм точности дифференцированно, в зависимости не только от диаметра долота, но и от его типа. За счет этого уменьшается его биение в процессе проводки скважины, и тем самым повышается их долговечность.

Библиографический список

1. ГОСТ 20692-75. Долота шарошечные. Типы и основные размеры. Технические требования. — Введ. 1975-07-01. — М., 1975. — 10 с.
2. Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. В 2 томах. Т. 1. — М.: Недра, 1985. — 414 с.
3. Спивак А. И., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учеб. для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1986. — 208 с.
4. Допуски и посадки: справочник. В 2 ч./ В. Д. Мягков [и др.]. — 6-е изд., перераб. и доп. — Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1982. — Ч. 1. — 543 с.
5. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г. Расчет нефтепромыслового оборудования. — Уфа: Ред.-издательский центр УГНТУ, 2014. — 98 с.

6. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Расчеты в теоретической и прикладной механике. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

7. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2016: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию филиала. – Уфа, 2016. – С. 10–13.

8. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования // Научное обозрение. – 2015. – № 6. – С. 74–83.

Сведения об авторах

Хабибуллин Марат Яхиевич, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru

Сулэйманов Рустэм Исхакович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: rustamsul@rambler.ru

Филимонов Олег Владимирович, к. т. н., доцент, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Information about the authors

Habibullin M. Ya., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of the Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru

Suleymanov R. I., Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of the Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)65401, e-mail: rustamsul@rambler.ru

Filimonov O. V., Candidate of Engineering, Associate Professor, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University

УДК 539.3:622.243

КРИТЕРИАЛЬНЫЙ ПОДХОД К РАСЧЕТАМ ДЛИТЕЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

CRITERIAL METHOD OF CALCULATIONS OF LONG-TERM STABILITY OF THE BOREHOLE

О. А. Шипилова, С. В. Шафиева

O. A. Shipilova, S. V. Shafieva

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Ключевые слова: длительная прочность; эквивалентное напряжение; горные породы
Key words: the long-term strength; voltage equivalent; rock mountain

Длительная прочность горных пород, разбуриваемых при проводке нефтяных скважин, является неотъемлемой составляющей безаварийных работ и должна оцениваться при выборе технологии бурения.

В настоящее время известны различные подходы к решению задачи длительной прочности. Один из них — кинетический — основан на использовании кинетической теории ползучести и длительной прочности. Для расчетов можно воспользоваться теорией Л. М. Качанова, в которой степенная зависимость долговечности от времени получена в виде

$$t_* = [A(n-1)\sigma_u^n]^{-1}, \quad (1)$$

где $A > 0$, $n \geq 0$ — постоянные коэффициенты; σ_u — интенсивность напряжений.

Особенности длительной прочности также достаточно хорошо описываются известной формулой С. Н. Журкова, отражающей термофлуктуационный характер процесса разрушения,

$$t_* = t_0 \exp\left(\frac{u_0 - \gamma\sigma_u}{RT}\right), \quad (2)$$

где t_* — долговечность, время до разрушения; t_0 — период колебания атомов в твердых телах; u_0 — энергия активации процесса термодеструкции; γ — структурно-чувствительный параметр; R — универсальная газовая постоянная; T — абсолютная температура.

Применение теорий (1) и (2) для определения времени длительной прочности затруднено определением численных значений постоянных коэффициентов A , n , u_0 , γ , которые зависят от физико-механических свойств материалов и достоверно могут быть определены только экспериментально, что не всегда выполнимо. В работе [1] предложена альтернативная методика определения коэффициентов, входящих в (1) и (2), и решены частные задачи длительной устойчивости открытых стволов скважин. Однако нельзя с полной уверенностью утверждать, что полученные результаты однозначны.

Другой известный подход к решению задач длительной устойчивости — критерий. Он основан на установлении критериев сопротивления материалов длительному разрушению и на концепции так называемого эквивалентного напряжения. При этом основное внимание уделяется установлению зависимости эквивалентного напряжения $\sigma_{\text{экв}}$ от главных напряжений $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ при различных видах сложного напряженного состояния и от времени разрушения t_* . На основе выбранного критерия можно определить эквивалентные напряженные состояния, приводящие к разрушению за одинаковый период времени, а также вычислить сам период времени с использованием данных простых испытаний.

В настоящее время известны различные виды эквивалентных напряжений. В работе [2] приведены некоторые из них, применяемые в качестве критериев длительной прочности, и хорошо согласуются с экспериментальными данными:

- максимальное нормальное напряжение

$$\sigma_{\text{экв1}} = \sigma_1;$$

- интенсивность нормальных напряжений

$$\sigma_{\text{экв2}} = \sigma_u = \frac{1}{\sqrt{2}} \left[(\sigma_r - \sigma_\theta)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}};$$

- полусумма интенсивности напряжений и максимального нормального напряжения

$$\sigma_{\text{экв3}} = (\sigma_{\text{экв1}} + \sigma_{\text{экв2}}) / 2;$$

- обобщенный критерий, включающий величины $\sigma_{\text{экв1}}$, $\sigma_{\text{экв2}}$ и некоторый коэффициент χ , зависящий от свойств материала,

$$\sigma_{\text{экв4}} = \chi(\sigma_{\text{экв2}} + \sigma_{\text{экв1}}) + \sigma_{\text{экв1}}.$$

В работах [3, 4] рассмотрены различные критерии прочности применительно к расчетам устойчивости скважин.

Хорошо известный в теории пластичности критерий Кулона — Мора используется в основном для расчетов кратковременной прочности горных пород и почти не применяется при исследовании длительной прочности. В работе [3] установлено, что для горных пород и грунтов, металлических материалов этот критерий дает приемлемую точность при определении предельных напряжений и направлений разрушения, которые отождествляются с характеристиками уравнений для поля скоростей.

Для произвольного напряженного состояния критерий Кулона — Мора имеет вид

$$|\tau_n| + \sigma_n \tan \varphi = c, \quad (3)$$

где $|\tau_n|$, σ_n — касательное и нормальное напряжения в плоскости с нормалью n ; φ — угол внутреннего трения породы; c — сцепление породы.

Пронумеровав главные оси 1, 2, 3 — так чтобы выполнялось неравенство

$$\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3, \quad (4)$$

критерий (3) запишем в следующем виде:

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2 \cos \varphi} + \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \operatorname{tg} \varphi = c, \quad (5)$$

где $c = c(t)$.

В качестве эквивалентного напряжения примем левую часть уравнения (5) и определим его.

Из-за весьма высокой трудоемкости и продолжительности экспериментов на длительную прочность особое значение имеет проблема экстраполяции опытных данных, полученных при кратковременных испытаниях, на большую длительность в соответствии с заданным временем.

В работе [5] приведена аппроксимация кривой длительной прочности

$$\sigma_{сж}(t) = \sigma_{сж\infty} + (\sigma_{сж} - \sigma_{сж\infty}) e^{-a_0 t}, \quad (6)$$

где a_0 — параметр аппроксимации; $\sigma_{сж\infty}$ — предел длительной прочности на сжатие; $\sigma_{сж}$ — предел кратковременной прочности на сжатие.

По результатам экспериментов приводится отношение длительной прочности к кратковременной

$$\sigma_{сж\infty} / \sigma_{сж}. \quad (7)$$

Например, в результате длительных реологических испытаний, приведенных в работе [6], установлено: $\sigma_{сж\infty} / \sigma_{сж} = 0,08 \div 0,35$ — для мерзлых грунтов, $\sigma_{сж\infty} / \sigma_{сж} = 0,3 \div 0,7$ — для слабых и пластичных пород, $\sigma_{сж\infty} / \sigma_{сж} = 0,7 \div 0,95$ — для пород средней прочности и крепких. Исследования длительной объемной прочности горных пород показали, что угол внутреннего трения при длительном нагружении практически не изменяется, а коэффициент сцепления уменьшается. Результаты этих экспериментов показаны в таблице.

Результаты экспериментов

Порода	Влажность, %	$\sigma_{сж\infty} / \sigma_{сж}$	c_{∞} / c	$\varphi_{\infty} / \varphi$
Глина плотная	21,0	0,63	0,61	1,00
Глина кембрийская	12,7	0,71	0,67	0,94
Мел	25,7	0,62	0,61	1,00
Мергель глинистый	19,3	0,77	0,70	1,00
Мергель алевролитный	30,0	0,72	0,73	1,00

Из вышеприведенных результатов следует, что изменение сцепления при длительном нагружении подчиняется тем же закономерностям, что и изменение предела прочности, так как при постоянном угле внутреннего трения сцепление и предел прочности связаны зависимостью, близкой к линейной.

Учитывая эти выводы, определим параметры длительной прочности, входящие в уравнение (5). Для сцепления примем зависимость

$$c(t) = c_{\infty} + (c - c_{\infty}) e^{-a_0 t}, \quad (8)$$

где c_{∞} — сцепление при $t \rightarrow \infty$. Угол внутреннего трения φ будем считать постоянным.

Принимая $h = c_{\infty} / c < 1$, уравнение (8) приведем к виду

$$c(t) = c(h + (1-h)e^{-a_0 t}). \quad (9)$$

Используя графоаналитический метод, описанный в работе [7], построим многоугольник длительной устойчивости, представляющий собой область прочного состояния породы на стенке скважины. Эта методика была использована в работах [8–10], где она применена для построения многоугольников кратковременной устойчивости вертикальных скважин.

Многоугольник строится в координатной системе $d - K_0$, где $d = \rho_{б.р.} / \rho_{Г}$ — нормализованная плотность бурового раствора по отношению к средней плотности вышележащих горных пород; $\rho_{б.р.}$ и $\rho_{Г}$ — соответственно плотность бурового раствора и средняя плотность горной породы; K_0 — коэффициент бокового распора, определяемый как отношение общего горизонтального давления на общее вертикальное.

Рассмотрим возможные схемы разрушения вокруг вертикальной скважины [7].

Разрушение типа А. В этом случае $\sigma_{\theta} > \sigma_z > \sigma_r$, то есть промежуточным является напряжение σ_z (σ_{θ} — тангенциальное (касательное), σ_r — радиальное, σ_z — осевое напряжения на стенке скважины). Тогда критерий (5) приводится к виду

$$\frac{\sigma_{\theta} - \sigma_r}{2 \cos \varphi} + \frac{\sigma_{\theta} + \sigma_r}{2} \operatorname{tg} \varphi = c. \quad (10)$$

Решение задачи Ламе на стенке скважины с учетом пластового давления определяет

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= d - \beta u_0 \\ \sigma_{\theta} &= 2K_0 - d - \beta u_0 \\ \sigma_z &= 1 - \beta u_0 \end{aligned} \right\}, \quad (11)$$

где β — коэффициент Биота; $u_0 = p_{II} / p_{Г}$; p_{II} — пластовое давление; $p_{Г}$ — давление горной породы.

Подставляя (11) в (10), получим

$$2K_0 - d(K_p + 1) = S_c - \beta u_0(K_p - 1), \quad (12)$$

где $K_p = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}$; $S_c = \frac{2c \cos \varphi}{\rho_{Г} g z}$; g — ускорение свободного падения; z — координата точки рассмотрения.

Разрушение типа В. В этом случае между напряжениями существует связь $\sigma_z > \sigma_{\theta} > \sigma_r$, а критерий (5) приводится к виду

$$d = K_{\alpha} [1 - S_c + \beta u_0 (K_p - 1)], \quad (13)$$

где $K_{\alpha} = \frac{1}{K_p}$.

Разрушение типа С. При таком типе разрушения $\sigma_{\theta} > \sigma_r > \sigma_z$. Тогда из критерия (5) получим

$$2K_0 - d = K_{\alpha} (1 - S_c) + \beta u_0 (1 - K_{\alpha}), \quad (14)$$

При заданном значении K_0 стенки скважины будут устойчивыми, если плотность бурового раствора сохраняется между двумя предельными значениями: минимальное соответствует обрушению пород на стенке скважины, а максимальное — гидроразрыву пород.

Для конкретного примера рассмотрим алевролит ундытканской свиты Эльгинского месторождения. Механические характеристики горных пород этого месторождения для двух видов испытаний (на определение сцепления и угла внутреннего трения, а также пределов прочности при растяжении и сжатии для одной и той же горной породы): предел прочности при растяжении

$$\sigma_p = 8,2 \text{ МПа}; \sigma_{сж} = 72,1 \text{ МПа}; c = 22 \text{ МПа}; \varphi = 29,8^\circ.$$

Дополнительные данные для построения многоугольников устойчивости:

$$p_{II} = 19,6 \text{ МПа}; \rho_r = 2300 \text{ кг/м}^3; u_0 \approx 0,43; \beta = 1; z = 2000 \text{ м}.$$

По критерию Кулона — Мора (3) с использованием уравнений (12)–(14) построены многоугольники кратковременной устойчивости и длительной устойчивости для периодов времени $t = 1$ суток, $t = 10$ суток, $t = 50$ суток и $h = 0,7$ (рисунок).

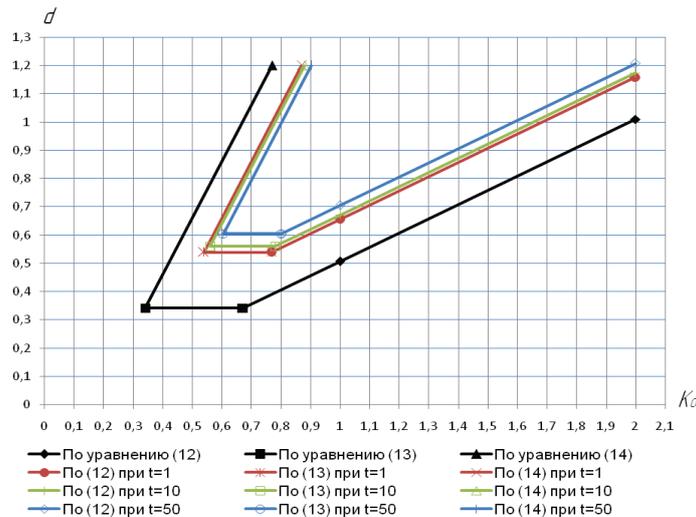


Рисунок. Многоугольники кратковременной и длительной устойчивости

Таким образом, результаты расчетов подтверждают, что при длительном нагружении сцепление породы уменьшается, а многоугольники длительной устойчивости постепенно смещаются внутрь многоугольника кратковременной устойчивости. Это означает, что плотность бурового раствора при увеличении периода времени необходимо увеличить. Минимальная плотность бурового раствора определяется уравнением (13).

Существенно отличаются многоугольники кратковременной устойчивости и длительной устойчивости лишь на небольшом промежутке времени до $t = 1$ суток. При дальнейшем увеличении периода времени многоугольники меняются незначительно.

Библиографический список

1. Длительная устойчивость открытых стволов эксплуатируемых наклонных скважин / М. М. Алиев [и др.] // Ученые записки: сб. науч. тр. АГНИ. — Альметьевск: АГНИ, 2006. — С. 140–145.
2. Длительная прочность металлов и уравнения ползучести, основанные на критерии Кулона — Мора / А. М. Коврижных [и др.] // Прикладная механика и техническая физика. — 2007. — Т. 48, № 6. — С. 115–123.
3. Алиев М. М., Шипилова О. А. Расчетные модели и критерии прочности горных пород, применяемые при расчете устойчивости ствола скважины // Материалы науч. сессии по итогам 2003 года. — Альметьевск: АГНИ, 2004. — С. 15.
4. Алиев М. М., Шипилова О. А. Влияние выбранного критерия прочности на величину плотности бурового раствора // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2005. — № 6. — С. 22–26.
5. Баклашов И. В. Деформирование и разрушение породных массивов. — М.: Недра, 1988. — 271 с.
6. Прочность и деформируемость горных пород / Ю. М. Карташов [и др.] — М.: Недра, 1979.

7. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти / Под ред. В. Мори, Д. Фурментро. – М.: Мир, 1994. – 416 с.

8. Алиев М. М., Шафиева С. В. Обобщение графоаналитического метода оценки устойчивости скважин // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 2. – С.117–120.

9. Алиев М. М., Шафиева С. В. Оперативный метод определения забойного давления в условиях депрессии // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: сб. докл. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 179–181.

10. Алиев М. М., Шафиева С. В., Каримова Н. Г. Применение линейного и параболического критериев разрушения для оценки устойчивости открытых стволов скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 2. – С. 9–16.

Сведения об авторах

Шипилова Ольга Александровна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, тел. 8(855)3310145, e-mail: o.shipilova@rambler.ru

Шафиева Светлана Владимировна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, тел. 8(855)3310145, e-mail: shafieva_sv@mail.ru

Information about the authors

Shipilova O. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute, phone: 8(855)3310145, e-mail: o.shipilova@rambler.ru

Shafieva S. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute, phone: 8(855)3310145, e-mail: shafieva_sv@mail.ru

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

УДК 519.63+533.6

ЧИСЛЕННЫЕ РАСЧЕТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВЫХОДА НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ ИСКУССТВЕННОГО ТОРНАДО

NUMERICAL CALCULATIONS OF ENERGY CHARACTERISTICS FOR SIMULATION THE STEADY-STATE OUTPUT OF AN ARTIFICIAL TORNADO

Р. Е. Волков, А. Г. Обухов, Н. В. Терехова

R. E. Volkov, A. G. Obukhov, N. V. Terekhova

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: полная система уравнений Навье — Стокса; краевые условия; параллельные вычисления; газодинамические характеристики

Key words: complete system of Navier — Stokes equations; boundary conditions; parallel computing; gas dynamic characteristics

Получение восходящего закрученного потока воздуха с помощью вертикального продува было предложено в работах [1–5] и успешно реализовано в лабораторных условиях [6, 7]. В этих работах было численно смоделировано возникновение восходящего закрученного потока именно с использованием вертикального продува воздуха. В работе [6] был экспериментально получен восходящий закрученный поток воздуха при продуве через трубу малого диаметра, а в работе [7] — через трубу диаметром 2 метра.

Предложенная модель газа как движущейся сжимаемой сплошной среды, обладающей диссипативными свойствами вязкости и теплопроводности, при численном моделировании возникающих при холодном вертикальном продуве сложных закрученных течений [8] дает основные газодинамические характеристики, совпадающие с данными натуральных экспериментов [9]. Сопоставление рассчитанных и

измеренных численных значений геометрических размеров и кинетических энергий [10] позволило сделать следующий вывод. Энергия вращательного движения, полученная от энергии вращения Земли вокруг своей оси, будет превосходить половину кинетической энергии всего потока только для диаметра вертикальной части потока не менее 5 метров и скорости продува не менее 15 м/с. При этом основной вклад в общую кинетическую энергию восходящего закрученного потока — порядка 97 % — вносит кинетическая энергия вращательного движения. Именно эту часть энергии восходящий закрученный поток получает от энергии вращения Земли.

Следовательно, для получения достаточно больших значений скоростей окружного движения воздуха и достижения выхода на стационарный самоподдерживающийся режим необходимо использовать трубу большего диаметра и большую скорость продува. Речь идет о проведении более масштабного натурного эксперимента.

В данной работе методика распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса используется для проведения численных экспериментов по исследованию зависимостей энергетических характеристик восходящего закрученного потока воздуха от скорости вертикального продува. В частности, целью работы является установление с помощью численных экспериментов характера изменения энергетических характеристик формирующегося закрученного потока воздуха при выходе его на стационарный режим.

Полная система уравнений Навье — Стокса. Начальные и граничные условия. Для математического моделирования сложных течений воздуха как сжимаемой сплошной среды, обладающей диссипативными свойствами вязкости и теплопроводности, в работе используется полная система уравнений Навье — Стокса, которая в безразмерных переменных с учетом действия сил тяжести и Кориолиса в векторной форме имеет вид [10]

$$\begin{cases} \rho_t + \mathbf{V} \cdot \nabla \rho + \rho \operatorname{div} \mathbf{V} = 0, \\ \mathbf{V}_t + (\mathbf{V} \cdot \nabla) \mathbf{V} + \frac{T}{\gamma \rho} \nabla \rho + \frac{1}{\gamma} \nabla T = \mathbf{g} - 2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{V} + \frac{\mu_0}{\rho} \left[\frac{1}{4} \nabla (\operatorname{div} \mathbf{V}) + \frac{3}{4} \Delta \mathbf{V} \right], \\ T_t + \mathbf{V} \cdot \nabla T + (\gamma - 1) T \operatorname{div} \mathbf{V} = \frac{\kappa_0}{\rho} \Delta T + \frac{\mu_0 \gamma (\gamma - 1)}{2\rho} \left\{ [(u_x - v_y)^2 + \right. \\ \left. + (u_x - w_z)^2 + (v_y - w_z)^2] + \frac{3}{2} [(u_y + v_x)^2 + (u_z + w_x)^2 + (v_z + w_y)^2] \right\}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\mu_0 = 0,001$ и $\kappa_0 \approx 1,46\mu_0$ — значения безразмерных коэффициентов вязкости и теплопроводности.

В системе (1): t — время; x, y, z — декартовы координаты; ρ — плотность газа; $\mathbf{V} = (u, v, w)$ — вектор скорости газа с проекциями на соответствующие декартовы оси; T — температура газа; $\mathbf{g} = (0, 0, -g)$ — вектор ускорения силы тяжести, а $g = \text{const} > 0$; $-2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{V} = (av - bw, -au, bu)$ — вектор ускорения силы Кориолиса, где $a = 2\Omega \sin \psi$, $b = 2\Omega \cos \psi$, $\Omega = |\boldsymbol{\Omega}|$; $\boldsymbol{\Omega}$ — вектор угловой скорости вращения Земли; ψ — широта точки O — начала декартовой системы координат $Oxyz$, вращающейся вместе с Землей.

Начальные условия при описании течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа при постоянных значениях коэффициентов вязкости и теплопроводности представляют собой функции, задающие точное решение [11] системы (1)

$$u = 0, v = 0, w = 0, T_0(z) = 1 - kz,$$

$$k = \frac{l x_{00}}{T_{00}}, \quad l = 0,0065 \frac{K}{m}, \quad x_{00} = 50 \text{ м}, \quad T_{00} = 288^\circ K \quad (2)$$

$$\rho_0(z) = (1 - kz)^{\nu-1}, \quad \nu = \frac{\gamma g}{k} = \text{const} > 0. \quad (3)$$

Расчетная область представляет собой прямоугольный параллелепипед с длинами сторон $x^0 = 1$, $y^0 = 1$ и $z^0 = 0,04$ вдоль осей Ox , Oy и Oz соответственно (рис. 1). Для плотности на всех шести гранях параллелепипеда $x = 0$, $x = x^0$, $y = 0$, $y = y^0$, $z = 0$, $z = z^0$ ставится условие непрерывности потока [12]. Краевые условия для компонент вектора скорости газа на боковых гранях соответствуют условиям непрерывности для нормальной составляющей вектора скорости и условиям симметрии для двух других компонент вектора скорости. На нижней и верхней гранях нормальная составляющая скорости соответствует условиям непротекания, а две другие компоненты скорости — условиям симметрии. Для температуры на боковых гранях значения задаются из начального распределения, а на нижней и верхней гранях — соответствуют условиям симметрии. Продув газа через вертикальную трубу моделируется заданием вертикальной скорости течения газа в зависимости от времени t в виде

$$w(t) = M \cdot [1 - \exp(-10t)] \quad (4)$$

через квадратное отверстие размером $0,1 \times 0,1$ в центре верхней грани расчетной области, M — максимальная скорость продува.

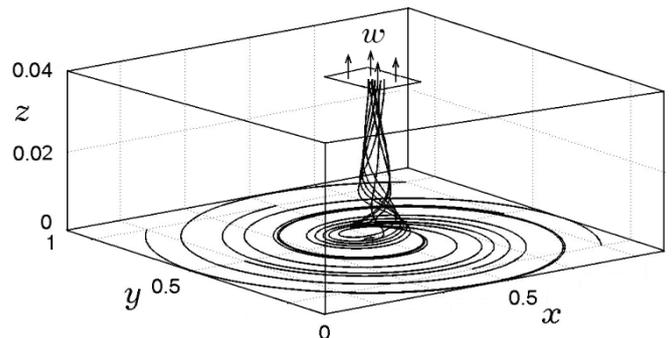


Рис. 1. Расчетная область

Расчеты проводились при следующих входных параметрах: масштабные размерные значения плотности, скорости, расстояния и времени равны соответственно $\rho_{00} = 1,29 \text{ кг/м}^3$, $u_{00} = 333 \text{ м/с}$, $x_{00} = 50 \text{ м}$, $t_{00} = x_{00} / u_{00} = 0,15 \text{ с}$.

Разностные шаги по трем пространственным переменным $\Delta x = \Delta y = 0,005$ (размерное значение $0,25 \text{ м}$), $\Delta z = 0,004$ (размерное значение $0,2 \text{ м}$), а шаг по времени $\Delta t = 0,001$ (размерное значение $0,00015 \text{ с}$).

Суть проведенных численных экспериментов сводится к следующему. Каждый отдельный расчет начинался с моделирования постепенного разгона возникающего восходящего закрученного потока при вертикальном продуве воздуха через верхнее отверстие с постоянной скоростью $w = 20 \text{ м/с}$.

С течением времени возрастают скорости движения воздушного потока в расчетной области D , а следовательно, и его полная кинетическая энергия

$$W = \frac{1}{2} \iiint_D \rho (u^2 + v^2 + w^2) dx dy dz \approx \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \sum_k \rho_{i,j,k} (u_{i,j,k}^2 + v_{i,j,k}^2 + w_{i,j,k}^2) \Delta x \Delta y \Delta z. \quad (5)$$

Вместе с тем растут и скорости окружного (вращательного) движения закрученного потока, вследствие чего возрастает кинетическая энергия вращательного движения

$$W_\varphi = \frac{1}{2} \iiint_D \rho v_\varphi^2 r dr d\varphi dz \approx \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \sum_k \rho_{i,j,k} v_{\varphi i,j,k}^2 r \Delta r \Delta \varphi \Delta z. \quad (6)$$

Возрастание скоростей и энергий восходящего закрученного потока происходит до тех пор, пока он не выйдет на стационарный режим своего функционирования, при котором все термодинамические, скоростные и энергетические характеристики перестают изменяться. Поскольку параметры всех восходящих закрученных потоков воздуха, для которых была проведена эта серия вычислительных экспериментов, были одинаковыми, то время выхода на стационарный режим для них было одно и то же.

После достижения стационарного режима для каждого варианта расчета было выбрано разное продолжение численного эксперимента. А именно, в один и тот же момент времени скачком уменьшалось значение скорости продува до более низкого значения, по сравнению с первоначальным. Результатам изменений в функционировании восходящего закрученного потока после такого скачка скорости продува в каждом из вариантов расчетов посвящено дальнейшее описание вычислительных экспериментов.

Кроме того, для каждого варианта был выполнен численный эксперимент, заключающийся в моделировании разгона закрученного потока воздуха с уменьшенным значением скорости продува до выхода его на соответствующий стационарный режим.

На рисунке 2 представлены графики зависимости от времени полной кинетической энергии (5) W и кинетической энергии вращательного движения (6) W_φ в первой серии численных экспериментов по моделированию потока воздуха в искусственно созданном торнадо.

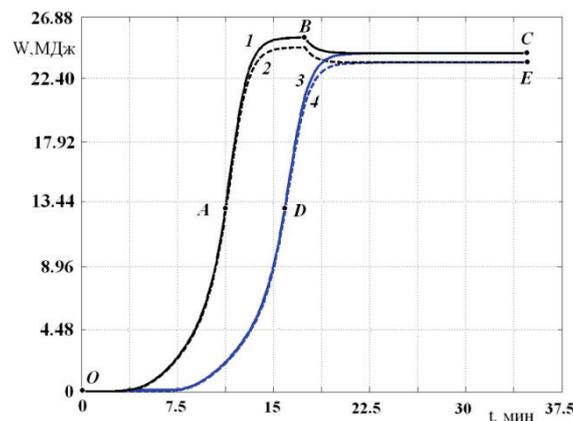


Рис. 2. Зависимость полной кинетической энергии и кинетической энергии вращательного движения от времени в первой серии численных экспериментов

В этой серии численных экспериментов сначала моделировалось возникновение восходящего закрученного потока первоначально покоящегося воздуха с помощью вертикального продува через верхнее отверстие со скоростью $w = 20$ м/с

(сплошная линия 1, соединяющая точки ОАВ) вплоть до выхода всего потока на стационарный режим (точка В). В условиях данного численного эксперимента время выхода на стационарный режим при данной скорости продува составляет 17,5 минут. При этом полная кинетическая энергия потока меняется от нуля до значения 25,39 МДж. На участке ОА изменение полной кинетической энергии от времени описывается экспоненциальной функцией $W(t) = ae^{t/b}$, где коэффициенты $a = 0,094$, $b = 2,278$. На участке АВ изменение полной кинетической энергии от времени аппроксимируется функцией $W(t) = a + \frac{b}{1 + e^{-\frac{t-c}{d}}}$, где коэффициенты $a = 5,81$, $b = 19,59$, $c = 11,62$, $d = 0,73$.

После выхода на стационарный режим (точка В на сплошной линии 1) начинается следующий численный эксперимент, который заключается в том, что скорость продува в этот момент времени резко уменьшается с 20 до 19,5 м/с. Такое резкое уменьшение скорости продува сопровождается постепенным уменьшением скоростных характеристик закрученного потока, а следовательно, полной кинетической его энергии с постепенным выходом на другой стационарный режим с более низким уровнем кинетической энергии. На участке ВС это изменение полной кинетической энергии потока подчиняется закону $W(t) = a + \frac{b}{1 + e^{-\frac{t-c}{d}}}$, где коэф-

фициенты $a = 24,26$, $b = 38,72$, $c = 14,83$, $d = -0,75$. Данный численный эксперимент показал, что при таком незначительном скачкообразном изменении скорости продува на 0,5 м/с численный алгоритм сохраняет свою устойчивость, а весь поток после незначительного снижения величины скоростей выходит на новый стационарный режим с пониженным значением полной кинетической энергии. Пунктирной линией 2 изображена зависимость от времени кинетической энергии вращательного движения (см. рис. 2). Расчеты показывают, что эти два вида кинетической энергии практически совпадают в течение всего времени разгона потока. Различие между ними начинает проявляться лишь при приближении к стационарному состоянию (к точке В). Кинетическая энергия вращательного движения к моменту выхода на стационарный режим в этой точке составляет 24,68 МДж или 97 % от полной кинетической энергии потока. Это соотношение между полной кинетической энергией и кинетической энергией вращательного движения сохраняется и для участка стационарного режима с пониженными значениями кинетической энергии.

И третий численный эксперимент в первой серии заключается в том, что моделируется появление восходящего закрученного потока покоящегося воздуха с помощью вертикального продува через верхнее отверстие сразу с пониженной скоростью $w = 19,5$ м/с (сплошная линия 3, соединяющая точки ОДС) вплоть до выхода всего потока на стационарный режим (см. рис. 2). И оказалось, что при этом выход потока на стационарный режим происходит чуть медленнее (за 20 минут), однако на точно такие же значения кинетических энергий и, следовательно, на такие же значения скоростей, как и у стационарного режима после скачкообразного понижения скорости продува.

Следовательно, в одно и то же стационарное состояние потока воздуха можно прийти двумя различными способами: либо разгонять поток с большей скоростью продува, а затем резко уменьшать скорость продува, либо начинать разгонять поток сразу с уменьшенным значением скорости продува до выхода потока на тот же окончательный стационарный режим. При этом время выхода на стационарный режим одинаковое.

Результаты второй серии численных экспериментов по моделированию потока воздуха в искусственно созданном торнадо представлены на рисунке 3.

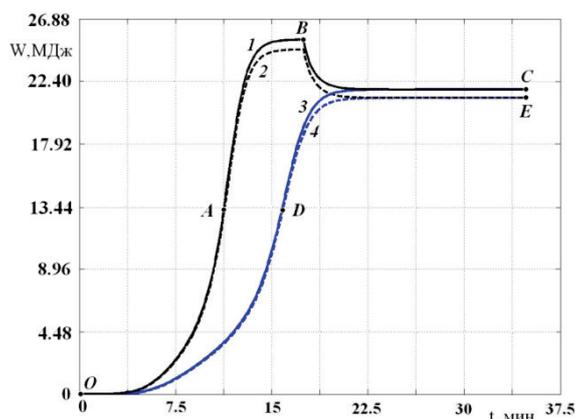


Рис. 3. Зависимость полной кинетической энергии и кинетической энергии вращательного движения от времени во второй серии численных экспериментов

В этой серии численных экспериментов сначала также моделировалось появление восходящего закрученного потока воздуха при вертикальной скорости продува $w = 20$ м/с (сплошная кривая 1, соединяющая точки OAB) до выхода потока на стационарный режим (точка B). В этой серии численных экспериментов время выхода на стационарный режим, значения кинетических энергий и функции их зависимостей от времени сохраняются такими же, как и в первой серии численных экспериментов.

После выхода на стационарный режим (точка B на сплошной линии 1) скорость продува скачком уменьшается до значения 19 м/с. Такое резкое уменьшение скорости продува сопровождается постепенным уменьшением полной кинетической его энергии с постепенным выходом на другой стационарный режим с еще более низким уровнем кинетической энергии. На участке BC это изменение полной кинетической энергии потока подчиняется закону $W(t) = a + \frac{b}{1 + e^{\frac{t-c}{d}}}$, где коэффи-

циенты $a = 21,82$, $b = 175,66$, $c = 14,16$, $d = -0,84$. Данный численный эксперимент показал, что при таком скачкообразном изменении скорости продува на 1 м/с численный алгоритм так же сохраняет свою устойчивость, а весь поток после снижения величины скоростей выходит на новый стационарный режим с пониженным значением полной кинетической энергии. Пунктирной линией 2 изображена зависимость от времени кинетической энергии вращательного движения. Расчеты показывают, что различие между этими видами кинетической энергии начинает проявляться при приближении к стационарному состоянию (к точке B). В третьем численном эксперименте этой серии моделируется появление восходящего закрученного потока покоящегося воздуха с помощью вертикального продува через верхнее отверстие с пониженной скоростью $w = 19$ м/с (сплошная линия 3, соединяющая точки ODC) вплоть до выхода всего потока на стационарный режим. Выход потока на стационарный режим происходит за 22,5 минуты на такие же значения энергии, как и у стационарного режима после скачкообразного понижения скорости продува.

Результаты третьей серии численных экспериментов по моделированию потока воздуха в искусственно созданном торнадо представлены на рисунке 4.

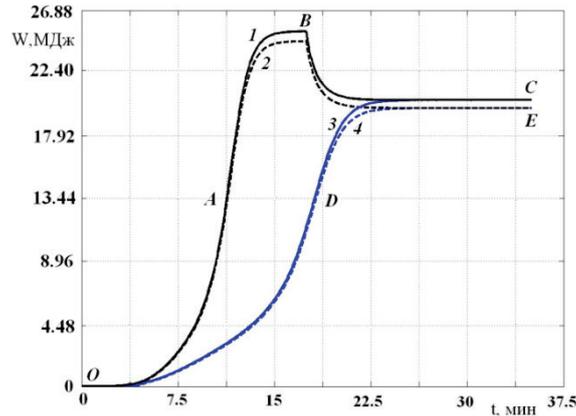


Рис. 4. Зависимость полной кинетической энергии и кинетической энергии вращательного движения от времени в третьей серии численных экспериментов

В этой серии численных экспериментов сначала также моделировалось появление восходящего закрученного потока воздуха при вертикальной скорости продува $w = 20$ м/с до выхода потока на стационарный режим. После выхода на стационарный режим (точка В на сплошной линии 1) скорость продува скачком уменьшается до значения 18,5 м/с. Такое уменьшение скорости продува приводит к постепенному уменьшению полной кинетической энергии потока с постепенным выходом на другой стационарный режим с еще более низким уровнем кинетической энергии. На участке ВС это изменение полной кинетической энергии потока подчиняется закону $W(t) = a + \frac{b}{1 + e^{\frac{t-c}{d}}}$, где коэффициенты $a = 20,48$, $b = 312,69$,

$c = 13,66$, $d = -0,91$. Данный численный эксперимент показал, что при таком скачкообразном изменении скорости продува на 1,5 м/с численный алгоритм так же сохраняет устойчивость, а весь поток после снижения величины скоростей выходит на новый стационарный режим с пониженным значением полной кинетической энергии. Пунктирной линией 2 изображена зависимость от времени кинетической энергии вращательного движения. Расчеты так же показывают, что различие между этими видами кинетической энергии начинает проявляться при приближении к стационарному состоянию. Здесь так же моделируется появление восходящего закрученного потока покоящегося воздуха с вертикальной скоростью продува с пониженной скоростью $w = 18,5$ м/с. Выход потока на стационарный режим происходит за 26,25 минуты на такие же значения кинетических энергий, как и у стационарного режима после скачкообразного понижения скорости продува.

Наконец, результаты четвертой серии численных экспериментов представлены на рисунке 5. В этой серии численных экспериментов после моделирования выхода на стационарный режим восходящего закрученного потока воздуха при вертикальной скорости продува $w = 20$ м/с (в точке В на сплошной линии 1) скорость продува скачком уменьшается до значения 18 м/с. Такое уменьшение скорости продува приводит к уменьшению полной кинетической энергии потока с постепенным выходом на стационарный режим с еще более низким уровнем кинетической энергии. На участке ВС это изменение полной кинетической энергии потока подчиняется закону $W(t) = a + \frac{b}{1 + e^{\frac{t-c}{d}}}$, где коэффициенты $a = 17,38$, $b = 755,91$,

$c = 12,26$, $d = -1,13$.

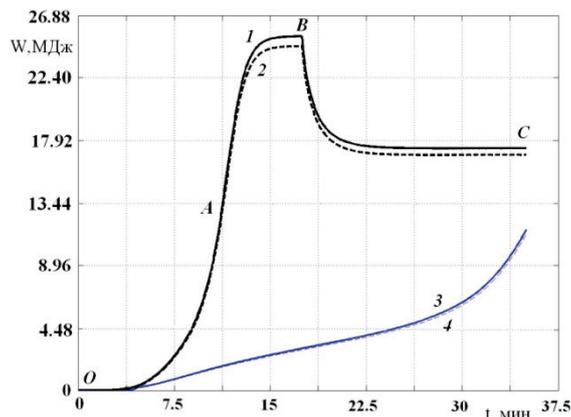


Рис. 5. Зависимость полной кинетической энергии и кинетической энергии вращательного движения от времени в четвертой серии численных экспериментов

Пунктирной линией 2 изображена зависимость от времени кинетической энергии вращательного движения. В этом численном эксперименте моделирование возникновения восходящего закрученного потока с вертикальной скоростью продува $w = 18$ м/с показало, что выхода потока на стационарный режим за время 37 минут не произошло. Рост кинетической энергии при такой скорости продува происходит гораздо медленнее, чем в предыдущих расчетах. Тем не менее, экстраполяция значений кинетической энергии позволяет приближенно оценить время выхода на стационарное состояние, которое составляет порядка 45 минут.

Выводы

Благодаря предложенной методике распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса в данной работе проведен обширный численный эксперимент по изучению зависимости скоростных и энергетических характеристик восходящего закрученного потока воздуха от скорости вертикального продува. Подобные зависимости имеют принципиальное значение для формулирования конкретных предложений для проведения масштабного натурного эксперимента по созданию восходящего закрученного потока, инициированного вертикальным продувом газа.

Исследования поддержаны Министерством образования и науки РФ (проект №1.4539.2017/8.9).

Библиографический список

1. Абдубакова Л. В., Обухов А. Г. Численный расчет скоростных характеристик трехмерного восходящего закрученного потока газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 3 – С. 88–94.
2. Обухов А. Г., Абдубакова Л. В. Численный расчет термодинамических характеристик трехмерного восходящего закрученного потока газа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математические науки. Информатика – 2014. – № 7. – С. 157–165.
3. Абдубакова Л. В., Обухов А. Г. Численный расчет термодинамических параметров закрученного потока газа, инициированного холодным вертикальным продувом // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 57–62.
4. Абдубакова Л. В., Обухов А. Г. Расчет плотности, температуры и давления трехмерного восходящего закрученного потока газа при вертикальном продуве // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12, № 3. – С. 116–122.
5. Обухов А. Г., Абдубакова Л. В. Численный расчет скоростных характеристик закрученного потока газа, инициированного холодным вертикальным продувом // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1, № 2 (2). – С. 124–130.
6. Баутин С. П., Баутин К. В., Макаров В. Н. Экспериментальное подтверждение возможности создания потока воздуха, закрученного силой Кориолиса // Вестник Уральского государственного университета путей сообщения. – 2013. – № 2 (18). – С. 27–33.
7. Баутин С. П., Макаров В. В. Создание потока воздуха, закрученного силой Кориолиса при использовании трубы двухметрового диаметра Кориолиса // Вестник Уральского государственного университета путей сообщения. – 2016. – № 4 (32). – С. 39–45.

8. Волков Р. Е., Обухов А. Г. Параллельные вычисления в исследованиях зависимости газодинамических параметров восходящего закрученного потока газа от скорости продува // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 92–97.
9. Волков Р. Е., Обухов А. Г. Метод распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 92–98.
10. Разрушительные атмосферные вихри и вращение Земли вокруг своей оси / С. П. Баутин [и др.]. – Екатеринбург: УрГУПС, 2017. – 336 с.
11. Баутин С. П., Обухов А. Г. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 81–86.
12. Баутин С. П., Обухов А. Г. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 55–63.

Сведения об авторах

Волков Роман Евстафьевич, аспирант кафедры алгебры и математической логики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89129211245, e-mail: email@romanvolkov.ru

Обухов Александр Геннадьевич, д. ф.-м. н., профессор кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru

Терехова Наталья Владимировна, к. пед. н., доцент кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89224777065, e-mail: snv7101@rambler.ru

Information about the authors

Volkov R. E., Postgraduate at the Department of Algebra and Mathematical Logics, Tyumen State University, phone: 89129211245, e-mail: email@romanvolkov.ru

Obukhov A. G., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru

Terekhova N. V., Candidate of Pedagogy, Associate Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 89224777065, e-mail: snv7101@rambler.ru

Машины, оборудование и обустройство промыслов

УДК 621.35

СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОГО ХРОМИРОВАНИЯ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ИЗНОШЕННЫХ ДЕТАЛЕЙ STRUCTURAL PECULIARITIES OF THE PROCESS OF ELECTROLYTIC CHROMIUM PLATING IN RESTORATION OF WORN PARTS

И. М. Ковенский, С. В. Малыш, В. В. Поветкин

I. M. Kovenskiy, S. V. Malyshev, V. V. Povetkin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: электролитическое хромирование; термо-эдс;
дырочный полупроводник; структура поверхности*

*Key words: electrolytic chromium plating; thermal EMF; hole semiconductor;
surface structure*

При восстановлении изношенных тяжело нагруженных деталей электролитическим хромированием возможны виды брака, когда осаждение хрома происходит только на отдельных участках детали или же покрытие отслаивается при последующем шлифовании. В работе [1] на специально подготовленных образцах экспериментально показано, что при разбросе величины термо-эдс по поверхности более 100 mV хром осаждается только в местах с наименьшим значением термо-эдс. На основании этих данных высказано предположение о возможности контроля качества подготовки поверхности для электролитического хромирования по результатам анализа распределения термо-эдс по поверхности детали.

Разработка такого метода контроля требует понимания процессов, протекающих в системе «металл — электролит хромирования», в случае, когда структура поверхности металла неоднородна.

Описать катодный процесс хромирования можно через аналогию между процессами, происходящими на границе металл — полупроводник и металл — электролит, основываясь на следующих фактах:

- в режиме слабого тока зависимость электрического тока от потенциала в водных растворах электролитов CuSO_4 , H_2SO_4 , KOH подчиняется закону Ома, и при постоянном потенциале плотность тока остается постоянной, свидетельствуя, согласно работе [2], о наличии электронной проводимости в электролитах;

- вода имеет довольно упорядоченную структуру, которой объясняются необычно высокие значения теплоты испарения, энтропии испарения, температуры кипения и диэлектрической проницаемости [3], что непосредственно связано с тетраэдрической направленностью связей при отсутствии явных дефектов пространственной сетки. На рисунке 1 представлена схема исходной сетки водородных связей воды (I) и преобразования тетраэдрического фрагмента из молекул воды при диссоциации (II) [4].

Вначале рассмотрим, в чем сходство между полупроводником и водным раствором хромового ангидрида, являющегося основой электролита хромирования. В качестве полупроводника примем кремний. При комнатной температуре нелегированный кремний не проводит электрический ток. При легировании кремния элементами III группы таблицы Менделеева (акцепторы B, Al и др.) кремний приобретает свойства дырочной проводимости, а при легировании элементами V группы (доноры P, As) он становится полупроводником с электронной проводимостью — электронным полупроводником.

Что касается раствора электролита, то поскольку вода является диэлектриком, с точки зрения зонной теории она имеет широкую запрещенную зону. При растворении хромового ангидрида в воде образуется хромовая кислота



включая положительные ионы водорода и отрицательные ионы CrO_4^{2-} .

Процесс образования хромовой кислоты на примере двумерного расположения связей в пространственной сетке молекул воды показан на рисунке 2 (фрагмент пространственной сетки чистой воды приведен в верхней части рисунка).

Схематично каждый атом кислорода связан с четырьмя атомами водорода (две связи внутри молекулы и две связи с двумя соседними молекулами воды). В объемной сетке воды атом кислорода находится в центре тетраэдра, образованного атомами водорода.

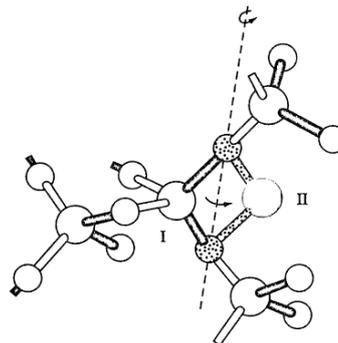


Рис. 1. Схема сетки водородных связей тетраэдрического фрагмента воды:

I — исходное состояние;
II — преобразование при диссоциации

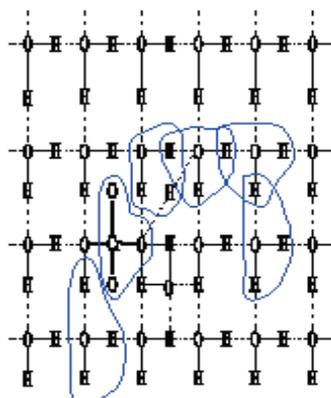


Рис. 2. Схема образования молекулы хромовой кислоты и диффузии иона H_3O^+ (сплошными линиями

показаны связи атомов водорода и кислорода внутри молекулы, пунктирными линиями — связи атомов кислорода с атомами водорода соседних молекул воды)

Рассмотрим изменение строения сетки воды при растворении хромового ангидрида (см. рис. 2). Хром, как более электроотрицательный элемент, вытесняет атом водорода из молекулы воды в междоузельное пространство, прочно связываясь с атомом кислорода. В результате связь атома кислорода со вторым атомом водорода ослабевает. Два атома кислорода, входящих в молекулу хромового ангидрида, располагаются в междоузлиях сетки воды, а третий атом вытесняет атом кислорода из молекулы воды в междоузлие (по схеме, приведенной на рис. 1 в положении II молекулы воды). Таким образом, в сетке воды появляются два положительно заряженных атома водорода: один в междоузлии, второй в узле, но слабо связанный с атомом кислорода. Поскольку в жидком состоянии перемещение атомов относительно положения равновесия велико, то образовавшиеся ионы, приблизившись к атому кислорода соседней молекулы, объединяются с ней в ион H_3O^+ . Связи в таком ионе неустойчивы, и один из ионов водорода из-за больших амплитуд колебаний как самой молекулы воды, так и атомов внутри молекулы, оказавшись в результате движения вблизи атома кислорода соседней молекулы, «переключается» на соседнюю молекулу воды (захватывая один из электронов молекулы), вследствие чего ион H_3O^+ перемещается в соседний кислородный узел объемной сетки воды. В результате колебаний ионов процесс «переключения» электронных связей многократно повторяется, приводя к движению ионов H_3O^+ по электролиту, аналогично движению дырки в полупроводнике. То есть при растворении хромового ангидрида в воде в электролите образуются ионы H_3O^+ , являющиеся аналогом дырок в полупроводнике.

С точки зрения зонной теории в данном случае хромовый ангидрид, являясь акцептором, растворяется в воде, встраивается в ее структуру и захватывает электроны иона кислорода, входящего в молекулу воды, образуя дырки. Следовательно, уровень Ферми смещается к валентной зоне, что соответствует дырочной проводимости в полупроводниках.

При растворении в воде серного ангидрида происходит образование серной кислоты с такой же структурой, как и у хромовой, но на месте атома хрома будет находиться атом серы. Поскольку серная кислота более сильная, чем хромовая, на зонной диаграмме энергетический уровень молекул серного ангидрида будет находиться ближе к валентной зоне воды. Таким образом, при растворении в воде только серного или хромового ангидрида образуется электролит со свойствами дырочного полупроводника.

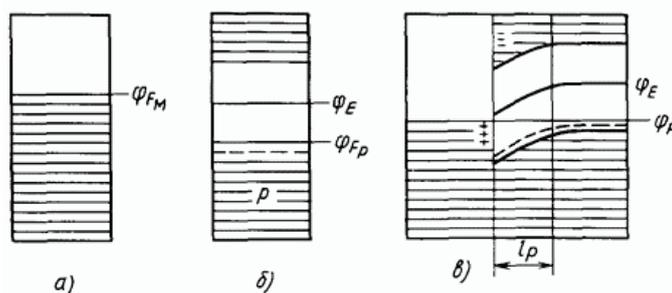
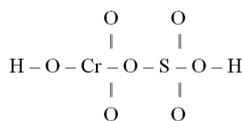


Рис. 3. Энергетическая зонная диаграмма металл — полупроводник *p*-типа: а — металл; б — полупроводник *p*-типа; в — контакт металл — полупроводник

Известно, что работа выхода электрона из воды составляет 6,1 эВ, из железа — 4,67–4,81 эВ, из хрома — 4,6 эВ. Энергетическая зонная диаграмма для случая, когда при контакте металла с дырочным полупроводником работа выхода электрона из металла меньше, чем из полупроводника, приведена на рисунке 3. Следовательно, если электролит состоит из водного раствора хромового ангидрида, контакт металл — электролит имеет вид, аналогичный показанному. При этом дырки

— ионы водорода — не могут перейти через барьер на границе перехода. Для протекания тока и восстановления ионов необходимо приложить разность потенциалов с целью уменьшения величины потенциального барьера. Тогда дырки будут двигаться к металлу и восстанавливаться на нем.

Учитывая, что электролит хромирования состоит из смеси хромового ангидрида и серной кислоты, а уровни серного и хромового ангидридов находятся близко друг к другу в запрещенной зоне, они могут одновременно обмениваться электронами с ионом кислорода одной молекулы воды, то есть образовывать комплексы



В такой структуре ион хрома является дыркой, через него происходит обмен электронами между элементами этого комплекса и сеткой воды, вследствие чего создаются условия для восстановления хрома. В результате образования подобных комплексов вырожденные в свободном состоянии энергетические уровни валентных электронов хрома в электролите разделяются на три зоны: 4s-уровня, трех вырожденных 3d-уровней, которые находятся выше уровня Ферми электролита, но ниже уровня Ферми металла катода; двух вырожденных 3d-уровней, находящихся ниже уровня Ферми электролита. Соответствующая зонная диаграмма системы металл — электролит будет иметь вид, показанный на рисунке 4.

Зонные диаграммы на рисунках 3 и 4 хорошо объясняют катодные поляризационные кривые хромовокислых электролитов (рис. 5) [5]. Кривая 1 отражает катодный процесс, протекающий в системе металл — электролит, имеющей зонную диаграмму, приведенную на рисунке 3 (электролит состоит из водного раствора хромового ангидрида). В этом случае на катоде возможно только выделение водорода, начало которого соответствует потенциалу 0,85–0,9 В.

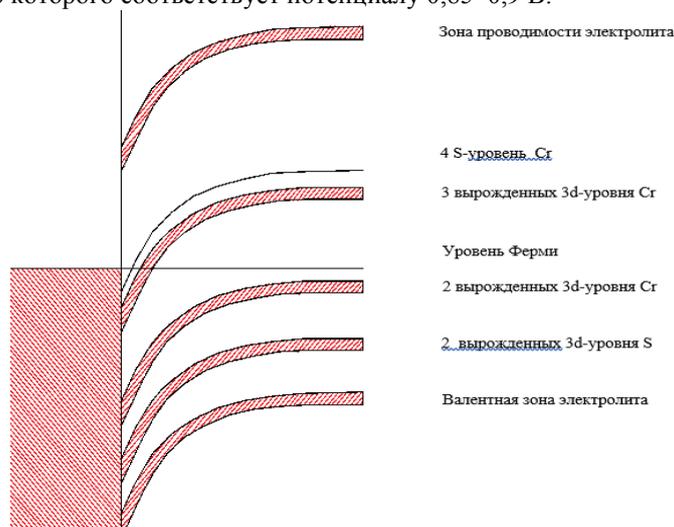


Рис. 4. Зонная диаграмма системы металл — электролит хромирования с добавлением серной кислоты

На кривой 2 (соответствующей электролиту с добавками серной кислоты) при прямом смещении в диапазоне 0,45–0,6 В, (участок *a–b*) уровень Ферми катода совпадает со свободными тремя вырожденными 3d-состояниями иона хрома (см. рис. 5). Возникает туннелирование электронов на эти уровни, в результате чего при их заполнении происходит восстановление шестивалентного иона хрома

до трехвалентного. При дальнейшем смещении катодного потенциала перекрытие разрешенных уровней в запрещенной зоне с уровнем Ферми катода перестает совпадать. Туннелирование электронов в электролит прекращается, следовательно, ток катода уменьшается (участок $b-c$). Последующее смещение катодного потенциала в прямом направлении приводит к выравниванию энергетических зон электролита. Энергетические барьеры для дырок исчезают, и они начинают инжектироваться в катод. Ток катода резко возрастает (участок $c-d$), при этом на катоде протекают следующие три реакции: восстановление шестивалентного хрома до металлического; восстановление ионов шестивалентного хрома до трехвалентного; выделение водорода.

Рассмотрим теперь случай, когда структура поверхности неоднородна. На примере [1] показано, что хром не осаждается на образцах, у которых разность термо-эдс между соседними областями (на поверхности азотированного слоя и на поверхности упрочненного основного металла) максимальна и составляет порядка 90 мВ.

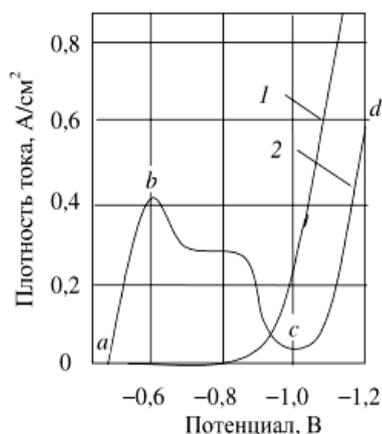


Рис. 5. Катодные поляризационные кривые хромовокислых электролитов:
 1 — 250 г/л хромового ангидрида;
 2 — 250 г/л хромового ангидрида и 5 г/л серной кислоты

Поскольку работа выхода в областях с пластической деформацией поверхности детали будет иметь меньшую работу выхода электрона, чем область с азотируемой поверхностью [6, 7], создаются две параллельные структуры с разным искривлением энергетических зон электролита. Для протекания тока и, следовательно, осаждения хрома на область детали с пластической деформацией необходимо приложить больший потенциал, чем на область детали с азотированной поверхностью. Так как осаждение хрома значительно зависит от потенциала на катоде [8], то при большой разнице в работах выхода хром не будет осаждаться в областях с высокой пластической деформацией. При этом различные области катода имеют разные значения работы выхода электрона и, согласно эффекту Зеебека, они имеют различные значения термо-эдс. Таким образом, при измерении разброса термо-эдс по поверхности детали косвенно определяется разброс значений работы выхода электрона в различных областях детали, и, соответственно, разброс значений катодных потенциалов.

Таким образом, сходство процессов, проходящих в системах металл — полупроводник и металл — электролит, позволяет обосновать возможность применения предложенного в работе [1] метода контроля подготовки поверхности детали к хромированию измерением разброса термо-эдс по поверхности детали. Использование методики дало положительный результат, заключающийся в устранении брака, связанного с подготовкой поверхности перед восстановлением деталей хромированием [9].

Библиографический список

1. Ковенский И. М., Малыш С. В. Восстановление деталей из стали ЭИ961-Ш электролитическим хромированием // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 112–116.
2. Киселев И. Я. Электронная проводимость в растворах электролитов. // Химическая промышленность. – 2013. – Т. 90, № 8. – С. 419–423.
3. Коряга И., Дворжак И., Богачкова В. Электрохимия / Пер. с чешск.; под ред. В. С. Багоцкого. – М.: Мир, 1977. – 456 с.
4. Вода: структура, состояния, сольватация. Достижения последних лет / Ю. М. Кесслер [и др.]. – М.: Наука, 2003. – 404 с.
5. Богорад Л. Я. Хромирование. – Л.: Машиностроение, 1984. – 97 с.

6. Погосов В. В., Бабич А. В. О влиянии деформации и диэлектрического покрытия на работу выхода электронов из металла // Журнал технической физики. — 2008. — Т. 78, № 8. — С. 116–124.
7. Лоскутов С. В. Изменение работы выхода электронов при упруго пластическом деформировании металлов // Физическая инженерия поверхности. — 2009. — Т. 1, № 3. — С. 304–309.
8. Солодкова Л. Н., Кудрявцев В. Н. Электролитическое хромирование. — М.: Глобус, 2007. — 191 с.
9. Ковенский И. М., Малыш С. В., Поветкин В. В. Контроль состояния поверхности стальных деталей, восстанавливаемых электролитическим хромированием при ремонте // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2017. — № 1. — С. 99–102.

Сведения об авторах

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283610, e-mail: imkoven@isogu.ru

Малыш Сергей Владимирович, аспирант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)536832, e-mail: ser-malysh@yandex.ru

Поветкин Виктор Владимирович, д. х. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283610, e-mail: povetkinvv@tyuiu.ru

Information about the authors

Kovenskiy I. M., Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283610, e-mail: imkoven@isogu.ru

Malysh S. V., Postgraduate at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)536832, e-mail: ser-malysh@yandex.ru

Povetkin V. V., Doctor of Chemistry, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283610, e-mail: povetkinvv@tyuiu.ru

УДК 621.9.022:621.791.927

**ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРЫ НИТРИДНЫХ ПОКРЫТИЙ,
ПОВЫШАЮЩИХ ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ
ТВЕРДОСПЛАВНЫХ ПЛАСТИН**

**FORMATION OF THE STRUCTURE OF NITRIDE COATINGS INCREASING
THE WEAR RESISTANCE OF CARBIDE INSERTS**

В. Д. Парфёнов, Н. В. Закиров

V. D. Parfenov, N. V. Zakirov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: микрофотография; микропокрытие; режущая пластина;
вакуумно-плазменное напыление; износостойкость*

*Key words: microphotography; microcoating; cutting insert; vacuum plasma spraying;
wear resistance*

В работе рассматриваются растровое электронное микрофотографирование структуры нитридных покрытий титана и циркония и формирование их структуры на поверхности режущих твердосплавных пластин ВК8.

Метод электронной микроскопии с энергодисперсионным микрорентгеноспектральным микроанализом независимо от стадии превращения, на различных степенях увеличения, на любых участках поверхности в одинаковых условиях дает возможность увидеть, измерить, проанализировать состояние поверхности и содержание элементов, присутствующих в образце во всех точках объекта, сформулировать выводы и дать рекомендации для изменения внешних условий, которые, в свою очередь, влияют на изменение внутренних [1].

Микрофотографии структуры вакуумно-плазменных нитридных покрытий на режущих твердосплавных пластинах позволяют обнаружить микропроцессы преобразования и формирования покрытия с поверхностью, так как невооруженным глазом увидеть происходящее на площади менее одного квадратного миллиметра невозможно, а ведь именно микропроцессы определяют будущие свойства покрытиях [2–5].

Изучение микроструктуры нитридных микропокрытий на режущих пластинах из твердого сплава ВК8 представленным методом позволило обнаружить комплекс особенностей.

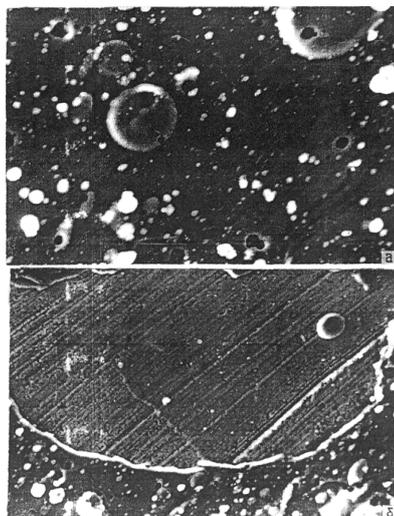


Рис. 1. Участки поверхности, возникшие в результате нанесения нитридного покрытия из титана на поверхность режущей пластины ВК8 под электронным микроскопом: а — $\times 1950$; б — $\times 1210$

При нехватке температуры на поверхности и недостатке кинетической энергии микрочастиц могут появиться на основном покрытии, преимущественно на выходе с режима, чешуйчатые образования в виде изогнутых микроблоков, состоящих из нескольких слоев. Слои, в свою очередь, состоят из расплюснутых капель. Поверхность микроблоков кратерного вида с поверхностными шаровидными конструкциями и хребтами, выступающими над основной поверхностью микроблока. Это означает, что чешуйки являются элементами покрытия, сформировавшегося в период неравновесного состояния основного покрытия.

Отличительная особенность нитридных покрытий — это микропоры, темные точки округленной формы (рис. 1) на поверхности покрытия и цилиндрические — в глубине. Размеры микропор примерно одного порядка с достаточно равномерным расположением по поверхности, хотя наблюдается соединение микропор друг с другом. Образование микропор связано с процессом затвердевания покрытия, с активностью взаимодейст-

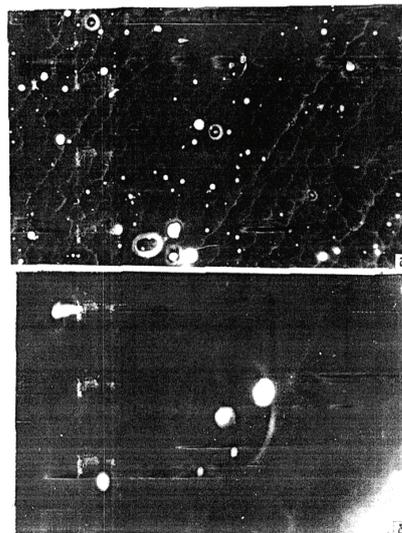
вующих частиц в плазме и объясняется выделением растворенного азота из перенасыщенного раствора [6]. Важно заметить, что формы микропор несут ненапряженный характер, то есть они не могут являться концентраторами напряжений, а, возможно, наоборот снимают внутренние напряжения, возникающие в покрытии при взаимодействии с основным металлом.

Заметны светлые частицы на порядок более округлой формы, почти равные по размерам микропорам и так называемые точечные микрочастицы. Их количество обратно пропорционально их размерам, а их распределение достаточно равномерно по всей поверхности. Частицы прикреплены к поверхности не очень прочно, поэтому при резании они попадают в контактную зону и будут раздавлены или защемлены, создавая первый слой контакта. Это доказывает, что носителями вещества в вакуумно-плазменном потоке являются еще более мелкие частицы, которые не видны при данном увеличении.

В замкнутом участке (см. рис. 1б) видна шлифованная поверхность твердого сплава с отдельными каплями. Это показывает, что в процессе нанесения отсутствует конечный слой. Борозды отшлифовки практически не видны под напылением, если их глубина меньше толщины покрытия. Видна микротрещина от шлифования, она перпендикулярна бороздам, напыление ее прикрыло, граница покрытия неровная, в некоторых местах с расслоением.

Указаны только некоторые особенности вакуумно-плазменных покрытий, некоторые из них могут иметь негативные последствия при эксплуатации. Нитридные покрытия из титана и циркония имеют много общих черт при формировании, но режимы нанесения и свойства несколько различаются. Таким образом, можно отметить, что покрытия могут иметь менее изнашиваемую поверхность, требуемую для резания, но необходимо существенно улучшить технологию нанесения.

На рисунке 2 представлена структура покрытия, которая имеет вид системы многогранных кратеров — следов от ударов капель паро-плазменного потока. Темные области имеют вид впадин кратеров, светлые линии — выступающих гребней. Отметим, что кратеры расположены в ряд относительно канавок от абразива при шлифовании. Видимо, канавки имеют приобретенное напряжение энергетического поля, которое взаимодействует с полем плазменного потока. Другая особенность в том, что на поверхности расположены круглые темные микропоры с центральным расположением микрочастиц и рассеянные микрочастицы разных размеров. Взаимодействие микропор с центральными микрочастицами объясняется испарением перенасыщенного газа или движениями энергетических зарядов, которые позволили частице сохраниться и образовать на поверхности покрытия пору. Направляется выравнивание размеров частиц, формирующих покрытие, а также композиционное насыщение азотом и регулирование заряда энергии.



*Рис. 2. Участки поверхности, возникшие в результате нанесения нитридного покрытия из циркония на поверхность режущей пластины ВК8 под микроскопом:
а — $\times 980$; б — $\times 3030$*

Формирование и самоорганизация потока микрокапель в плазмохимической технологии физического покрытия инструментов резания изложены в работе [1]. Насыщение микрокапель азотом и образование нитридов в покрытии обеспечивает капельная металлургия. Следует подчеркнуть, что кратер образуется благодаря ударам нескольких микрокапель, а не только одной. Энергетическое поле совместно с информационным образует многогранник, возникающий только при взаимодействии с соседними.

Растрово-электронная микроскопия дала возможность выявить особенности микроструктуры вакуумно-плазменных напылений, которые не были замечены ранее. Следовательно, микро-технологический метод нанесения напылений стоит повысить до нанотехнологического. Для решения этой проблемы необходимо совершенствовать управление режимами нанесения покрытий и улучшать поверхность материала режущих пластин, а процесс резания сделать более технологичным и более тонким.

Исследования поверхности напыления показали, что необходимо взглянуть на рабочую поверхность катода и представить, как протекает процесс формирования частиц металла, которые образуют покрытие. Энергия электрической дуги превращала вещество катода в жидкое состояние неравномерно из-за неравномерности горения дуги и свойств материала, этим же объясняется разный размер капель, образующих пар [1]. Можно сделать вывод, что обнаруженные на покрытии микрокапли самоорганизовались на катоде, а затем превращались в нитриды в процессе полета при насыщении их азотом.

Например, на установке ИЭТ-И2, предназначенной для нанесения вакуумно-плазменных покрытий в процессе напыления на стенках накапливается осадок толщиной в несколько миллиметров, который приходится очищать, то есть в образовании покрытия участвует не все вещество. Делаем вывод, что такой метод имеет существенные недостатки, так как впустую расходуется дорогостоящий материал катода.

Таким образом, все вышесказанное говорит о том, что структура вакуумно-плазменных покрытий очень далека от требований режущих пластин на инструментах резания.

Библиографический список

1. Парфёнов В. Д. Совершенствование процесса резания покрытием инструмента. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 112 с.
2. Парфёнов В. Д., Толмачева Е. К. Износоразрушение покрытия инструмента в процессе резания // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 121–124.
3. Разработка математической модели и ввод коррекций в работу оборудования с ЧПУ / У. С. Путилова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017 – № 3. – С. 128–134.
4. Путилова У. С., Стариков А. И., Проскуряков Н. А. Диагностика деформирования срезаемого слоя и рациональное нагружение режущего инструмента при точении на станках с ЧПУ. – М.: СТИН, 2016. – С. 2–5.
5. Моделирование технологических процессов диагностики и управления обработкой на станках с ЧПУ/ У. С. Путилова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015 – № 3. – С. 98–103.
6. Парфёнов В. Д., Юсупова Э. М., Басова Г. Д. Разрушение покрытия поверхности режущих пластин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016 – № 2. – С. 103–107.

Сведения об авторах

Парфёнов Владимир Дмитриевич, к. т. н., доцент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)965238

Закиров Никита Васильевич, студент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89821304591, e-mail: nikita.zakirov@icloud.com

Information about the authors

Parfenov V. D., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)965238

Zakirov N. V., Student at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 89821304591, e-mail: nikita.zakirov@icloud.com

УДК 621.438:622.691.4.052.006

АДАПТАЦИЯ ПРИВЕДЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГНЕТАТЕЛЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА К ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ МАШИН ADAPTATION OF THE GIVEN CHARACTERISTICS OF NATURAL GAS BLOWERS TO THE TECHNICAL STATE OF MACHINES

С. И. Перевощиков

S. I. Perevoschikov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: центробежные нагнетатели; параметрическая диагностика
Key words: centrifugal blowers; parametric diagnostics

Центробежные нагнетатели природного газа являются основными средствами транспорта газа и главными потребителями энергии в газотранспортных системах. Поэтому надежность доставки газа, а также стоимость конечных продуктов, получаемых с использованием природного газа, во многом зависят от эффективности использования данных машин. Эффективность достигается различными средствами, в том числе адекватной загрузкой машин по производительности и по мощности в соответствии с их текущим техническим состоянием, своевременным выведением нагнетателей в очередной ремонт и т. д.

Все действия, связанные с получением от нагнетателей большей отдачи с меньшими затратами того или иного вида, базируются на характеристиках машин, которые в наиболее компактном и почти приемлемом виде представляют приведенные характеристики нагнетателей (рис. 1): Q_{np} и $\left[\frac{n_H}{n_{нол}}\right]_{np}$ — приведенная производительность ($m^3/мин$) и приведенное число оборотов ротора нагнетателя; ε — степень сжатия нагнетателя; $\eta_{нол}$ — политропический КПД; $[N_i/\rho_0]_{np}$ — приведенная внутренняя мощность нагнетателя, кВт ($кг/м^3$).

Приведенные характеристики достаточно полно отражают эксплуатационные качества нагнетателей, но только на момент их получения, так как в результате износа машин многие их показатели изменяются, и изменения происходят в худшую сторону. По этой причине приведенные характеристики, полученные для не испытывавших износ нагнетателей — единственные характеристики, которыми располагают газотранспортные организации, — не способны отражать реальное качество машин. Это ограничивает их применение и делает непригодными для решения текущих эксплуатационных задач.

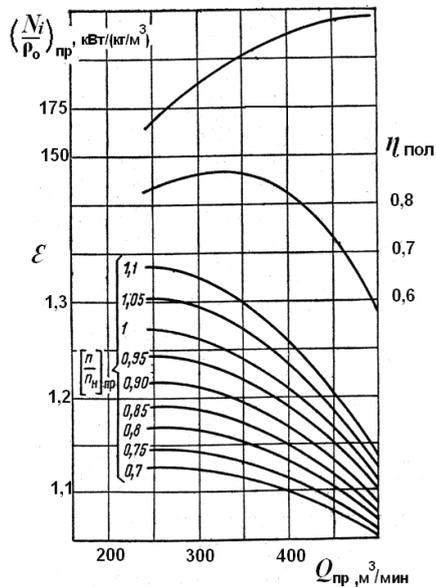


Рис. 1. Приведенная характеристика центробежного нагнетателя (370-14-1/370-15-1)

где ε_u и ε'_n — исходное (соответствующее новому состоянию нагнетателя) и текущее (соответствующее последней диагностике) значения степени сжатия нагнетателя.

Коррекция предполагает периодическое исправление исходных характеристик, что не отвечает современному уровню автоматизации технологических процессов. Для автоматизации управления работой нагнетателей необходимо располагать текущими характеристиками машин в каждый момент времени. Для этого приведенные характеристики необходимо не корректировать, а придавать им постоянно изменяющийся характер в соответствии с техническим состоянием машин. Это возможно только с помощью характеристик, имеющих не графический, а аналитический вид.

Приведенные характеристики (см. рис. 1) содержат три вида кривых — $[N_i/\rho_0]_{пр} = f(Q_{пр})$, $\eta_{пол} = f(Q_{пр})$ и $\varepsilon_n = f(Q_{пр})$. Первая из них представляет функцию одного аргумента $Q_{пр}$ и, согласно данным ВНИИГаз [3], а также исследованиям [1], от износа нагнетателей не зависит, вторая — от износа зависит и также является функцией одной переменной $Q_{пр}$. Ключевым моментом является зависимость $[N_i/\rho_0]_{пр}$ и $\eta_{пол}$ от одного аргумента. Это существенно упрощает перевод кривых $[N_i/\rho_0]_{пр} = f(Q_{пр})$ и $\eta_{пол} = f(Q_{пр})$ в аналитический вид. Для этого достаточно аппроксимировать данные по координатам нескольких точек этих кривых с использованием, например, программного продукта Microsoft Excel.

Выход из создавшейся ситуации предоставляет коррекция приведенных характеристик по результатам очередных диагностик машин. Необходимые для этого зависимости предлагаются в работе [1], в частности зависимости (1) и (3) для коррекции политропического КПД и степени сжатия нагнетателей

$$\eta'_{пол} = \eta_u - \Delta\eta^*_{пол}, \quad (1)$$

где

$$\Delta\eta^*_{пол} = \eta_{пол.о} - \eta^*_{пол}; \quad (2)$$

η_u — исходное значение политропического КПД нагнетателя $\eta_{пол}$ по паспортной характеристике машины; $\eta'_{пол}$ — новое значение $\eta_{пол}$ у подвергшейся износу машины; $\eta_{пол.о}$ — паспортный КПД нагнетателя, соответствующий номинальному режиму работы машины; $\eta^*_{пол}$ — значение политропического КПД, полученное по результатам параметрической диагностики нагнетателя по методике [2]

$$\varepsilon'_n = \varepsilon_u \frac{(\eta_u - \Delta\eta^*_{пол})}{\eta_u}, \quad (3)$$

Аппроксимирование необходимо проводить полиномами второй степени, руководствуясь характером рассматриваемых кривых. В результате получаются следующие аналитические выражения:

$$[N_i/\rho_{zo}]_{np} = a_N \cdot Q_{np}^2 + b_N \cdot Q_{np} + c_N; \quad (4)$$

$$\eta_{пол} = a_\eta \cdot Q_{np}^2 + b_\eta \cdot Q_{np} + c_\eta, \quad (5)$$

где $a_N, b_N, c_N, a_\eta, b_\eta$ и c_η — постоянные для данного типа нагнетателей коэффициенты аппроксимации, не зависящие от износа машин.

Параметры, содержащиеся на приведенных характеристиках, отражают термодинамические процессы в проточной части нагнетателей. Поэтому характеристики зависят от состояния и износа этой части машин. Согласно ВНИИГаз [3], износ нагнетателей в первую очередь сказывается на политропическом КПД и сопровождается эквидистантным смещением кривых $\eta_{пол} = f(Q_{np})$ по оси ординат вниз на величину, соответствующую износу. Величина смещения $\eta_{пол}$ может определяться по (2) [1]. Таким образом, адаптируемый к износу нагнетателей вариант характеристики $\eta_{пол} = f(Q_{np})$ имеет следующий вид:

$$\eta_{пол} = a_\eta \cdot Q_{np}^2 + b_\eta \cdot Q_{np} + c_\eta - (\eta_{пол.о} - \eta_{пол}^*). \quad (6)$$

Получение аналогичной зависимости для характеристики $\varepsilon_H = f(Q_{np})$ значительно сложнее, так как степень сжатия является функцией не одной, а двух независимых переменных — Q_{np} и $\left[\frac{n_H}{n_{но}}\right]_{np}$ (см. рис. 1). В этом случае необходимо исходить из теории лопастных компрессорных машин.

Степень сжатия лопастных компрессорных машин, к которым относятся нагнетатели, определяется развиваемым машинами напором. Теоретическое значение его находится по уравнению Эйлера

$$h = u_2 \cdot c_{2u} - u_1 \cdot c_{1u}, \quad (7)$$

где u_1 и u_2 — окружные скорости на входе и выходе рабочего колеса компрессорной машины; c_{1u} и c_{2u} — проекции абсолютных скоростей газового потока на входе и выходе рабочего колеса (c_1 и c_2) на векторы u_1 и u_2 (рис. 2).

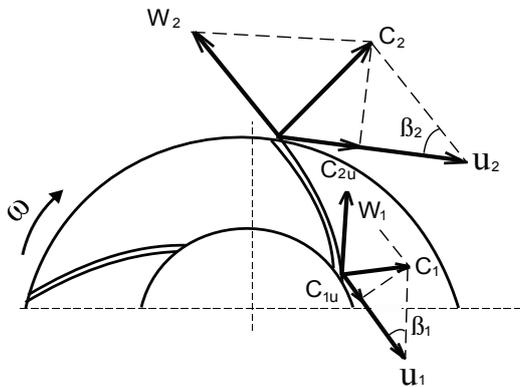


Рис. 2. Треугольники скоростей на входе и выходе рабочего колеса центробежного нагнетателя

После раскрытия всех содержащихся в (7) параметров через определяющие их величины с использованием известных соотношений получим

$$h = \left(\frac{\pi}{30}\right)^2 \cdot (r_2^2 - r_1^2) \cdot n_H^2 + \frac{ctg \beta_1}{60 \cdot \mu_1 \cdot b_1 \cdot n_{но}} \cdot n_H^2 \cdot Q_{np} \cdot \left(1 - \frac{\mu_1 \cdot b_1}{\mu_2 \cdot b_2} \cdot \frac{ctg \beta_2}{ctg \beta_1} \cdot \frac{P_{H1}}{P_{H2}} \cdot \varepsilon_H^{\frac{k-1}{k} \eta_{пол}}\right), \quad (8)$$

где r_1 и r_2 — радиус рабочего колеса на его входе и выходе, м; b_1 и b_2 — ширина лопаток рабочего колеса на его входе и выходе, м; μ_1 и μ_2 — коэффициент стеснения проходного сечения лопатками на входе и выходе рабочего колеса; n_n и $n_{но}$ — число оборотов ротора компрессорной машины при текущем и номинальном режимах работы, 1/мин; $P_{н1}$ и $P_{н2}$ — давление на входе и выходе нагнетателя, Н/м².

При выводе (8) использовалось уравнение состояния реального газа; полученное в результате его применения отношение температуры газа на выходе рабочего колеса к температуре газа на входе рабочего колеса заменено на $\varepsilon_H^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}}$, где k — показатель адиабаты компримируемого газа, ε_H — степень сжатия нагнетателя. При этом в связи с незначительными тепловыми потерями в подводе и отводе нагнетателей температура газа на входе и выходе рабочего колеса принималась равной температуре газа на входе и выходе нагнетателя.

Напор h определяется также и по термодинамическим параметрам компрессорных машин по известному выражению

$$h = Z_{н1} \cdot R_H \cdot T_{н1} \cdot (\varepsilon_H^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}} - 1), \quad (9)$$

где $R_{н1}$ — газовая постоянная компримируемого газа, Дж/(кг·К); $T_{н1}$ — температура газа на входе нагнетателя, К; $Z_{н1}$ — коэффициент сжимаемости газа при условиях на входе нагнетателя.

Из равенства левых частей (8) и (9) следует равенство правых частей этих выражений. После приравнивания их и последующих алгебраических преобразований с использованием известных в термодинамике и в теории компрессорных машин соотношений получаем зависимость

$$1 + A \cdot \bar{n}_{np}^2 - B \cdot Q_{np} \cdot \bar{n}_{np}^2 - C \cdot \frac{\bar{n}_{np}^2}{[1 + a_o \cdot (Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1}) \cdot \bar{n}_{np}^2]^{\frac{k \cdot \eta_{пол}}{(k-1)}}} \cdot \varepsilon_H^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}} + \\ + D \cdot \frac{Q_{np} \cdot \bar{n}_{np}^2}{[1 + a_o \cdot (Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1}) \cdot \bar{n}_{np}^2]^{\frac{k \cdot \eta_{пол}}{(k-1)}}} \cdot \varepsilon_H^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}} - \varepsilon_H^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}} = 0, \quad (10)$$

где $A = \left(\frac{\pi \cdot n_{но} \cdot r_2}{30}\right)^2 \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})^{-1}$; $B = \frac{n_{но} \cdot ctg \gamma}{60 \cdot \mu_1 \cdot b_1 \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})}$;

$$C = \left(\frac{\pi \cdot n_{но} \cdot r_1}{30}\right)^2 \cdot \frac{\mu_1 \cdot b_1}{\mu_2 \cdot b_2} \cdot \frac{ctg \beta_2}{ctg \beta_1} \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})^{-1}$$

$$D = \frac{n_{но} \cdot ctg \gamma}{60 \cdot \mu_2 \cdot b_2 \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})} \cdot \frac{ctg \beta_2}{ctg \beta_1}$$

R_{np} , T_{np} и Z_{np} — приведенные значения газовой постоянной (Дж/(кг·К)), температуры (К) и коэффициента сжимаемости газа на входе нагнетателя, соответствующие условиям получения приведенных характеристик; γ — угол закрутки газового потока на входе в рабочее колесо, град;

$$a_o = \frac{1}{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}} \cdot (\varepsilon_{но}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}} - 1); \quad \bar{n}_{np} = \left[\frac{n_n}{n_{но}}\right]_{np}$$

Решение (10) относительно степени сжатия ε_n дает выражение (11), являющееся аналитическим вариантом семейства кривых $\varepsilon_n = f(Q_{np})$ на приведенной характеристике.

$$\varepsilon_n = \left\{ \frac{1 + (A+B \cdot Q_{np}) \cdot \bar{n}_{np}^2}{(C+D \cdot Q_{np}) \cdot \bar{n}_{np}^2} \right\}^\theta, \quad (11)$$

$$\theta = \frac{k \cdot \eta_{нол}}{(k-1)}$$

где

Полученная зависимость содержит большое количество параметров, численное значение которых в условиях эксплуатации нагнетателей трудноопределимо, особенно это касается таких составляющих, как $(ctg\beta_2/ctg\beta_1)$ и $ctg\gamma$. Это осложняет практическое использование выражения (11).

Значения $(ctg\beta_2/ctg\beta_1)$ и $ctg\gamma$ могут быть найдены двумя расчетными способами: один основывается на теоретических зависимостях, другой — эмпирический. В условиях эксплуатации нагнетателей последний способ предпочтительней. Возможность его реализации обеспечивается независимостью $(ctg\beta_2/ctg\beta_1)$ и $ctg\gamma$ от режимов работы нагнетателей, что следует из теории центробежных компрессорных машин.

Эмпирический способ заключается в составлении на базе (10) системы из четырех уравнений с четырьмя неизвестными A , B , C и D с использованием координат ε_n и Q_{np} четырех точек на одной из кривых $\varepsilon_n = f(Q_{np})$ рассматриваемой приведенной характеристики.

При таком подходе находятся численные значения не только $(ctg\beta_2/ctg\beta_1)$ и $ctg\gamma$, но и всех постоянных, присутствующих в (10) и (11).

Для получения искомым неизвестных с достаточной точностью и обеспечения таким образом приемлемого качества последующего перевода характеристик в аналитический вид отмеченные действия предпочтительно производить на основе кривых $\varepsilon_n = f(Q_{np})$, соответствующих $\left[\frac{n_n}{n_{нол}} \right]_{np} = 1$. При этом необходимо обязательно использовать координаты ε_n и Q_{np} крайних и средних точек этих кривых, но ими не ограничиваться, а вовлекать в расчеты возможно большее количество данных, кратных четырем, по числу искомым неизвестных A , B , C и D .

Представленная методика перевода графических зависимостей $\varepsilon_n = f(Q_{np})$ в аналитический вид была апробирована на характеристиках нагнетателей 370-14-1/370-15-1, 520-12-1, PCL-1002 и 235-21-1 [4], которые являются характерными представителями наиболее распространенных типов подобных машин: 370-14-1/370-15-1 и 520-12-1 — неполнонапорные с одним рабочим колесом; PCL-1002 и 235-21-1 — полнонапорные с двумя рабочими колесами, PCL-1002 импортного производства.

Определенные вышеотмеченным способом значения параметров A , B , C и D для рассматриваемых нагнетателей приведены в таблице.

Значения параметров A, B, C и D

Тип нагнетателя	Значение постоянных параметров			
	$A \cdot 10^{-2}$	$B \cdot 10^{-5}$	$C \cdot 10^{-2}$	$D \cdot 10^{-4}$
370-14-1/370-15-1	-5,604082	19,4864	-17,22976	3,306582
520-12-1	11,0933	-18,28745	0,104046	-1,205117
PCL-1002	6,380913	3,196995	-17,14075	1,91755996
235-21-1	30,7939	-73,63574	18,3462	-6,204816

Результаты перевода показали, что полученные аналитические выражения имеют погрешность: для неполнонапорных нагнетателей — в пределах $0 \div 1,48$ % с преобладанием погрешности менее 0,33 %, для полнонапорных — $0 \div 2,00$ % с преобладанием погрешности менее 0,33 %.

Полученные результаты дают основание заключить, что теоретическое выражение (11) в целом адекватно отражает реальные термодинамические процессы — наблюдаемые погрешности находятся на уровне, характерном для большинства инженерных расчетов приемлемого качества.

Отмеченные погрешности получены на основе A , B , C и D , рассчитанных по координатам четырех точек на кривых $\varepsilon_n = f(Q_{np})$ при $\left[\frac{n_n}{n_{но}}\right]_{np} = 1$ — минимальному количеству точек, необходимому для составления системы из четырех уравнений для определения A , B , C и D . Выполняя расчет A , B , C и D по большему количеству исходных данных, погрешность перевода можно существенно снизить.

Применение рассмотренного способа дает возможность одновременно решить две принципиально важные задачи — перевести графические зависимости $\varepsilon_n = f(Q_{np})$ в их аналитический аналог и придать аналитическому варианту способность видоизменяться в зависимости от износа нагнетателей. Последнее обеспечивается присутствием в параметре $\theta = \frac{k \cdot \eta_{пол}}{(k-1)}$ зависимости (11) политропического КПД. Замена его на значение КПД по (6), то есть на фактический КПД, полученный по результатам диагностики машины, адаптирует (11) к текущему техническому состоянию нагнетателя.

Таким образом, адаптация приведенных характеристик нагнетателей к текущему техническому состоянию машин осуществляется следующими действиями:

- получением аналитических аналогов характеристик $[N_i/\rho_0]_{np} = f(Q_{np})$, $\eta_{пол} = f(Q_{np})$ и $\varepsilon_n = f(Q_{np})$ в виде зависимостей (4), (6) и (11) соответственно;
- проведением параметрической диагностики нагнетателей по их политропическому КПД по методике [2];
- введением полученных по результатам диагностик значений политропического КПД нагнетателей в аналитические варианты зависимостей $\eta_{пол} = f(Q_{np})$ и $\varepsilon_n = f(Q_{np})$.

Использование приведенных характеристик в их адаптивном аналитическом варианте в рамках автоматической системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) придает газоперекачивающим агрегатам свойства саморегулируемых систем, способных автоматически выбирать наиболее рациональные для них режимы работы, соответствующие текущему техническому состоянию машин.

Библиографический список

1. Перовщиков С. И. Коррекция приведенных центробежных нагнетателей по результатам параметрической диагностики машин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6. – С. 78–83.
2. Перовщиков С. И. Параметрическая диагностика технического состояния центробежных нагнетателей природного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 97–104.
3. Эксплуатация газопроводов Западной Сибири / Г. В. Крылов [и др.] – Л.: Недра, 1985. – 288 с.
4. Волков М. М., Михеев А. Л., Конев А. А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989. – 287 с.

Сведения об авторе

Перовщиков Сергей Иванович, д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)467480, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Information about the author

Perevoschikov S. I., Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)467480, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Химия и технология переработки нефти и газа

УДК 665.662.2:665.662.24

ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ КАК ИСТОЧНИК ПОЛУЧЕНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА THE GAS CONDENSATE AS THE SOURCE OF DIESEL FUEL

А. М. Глазунов, А. Г. Мозырев, Ю. П. Гуров, Д. В. Запорожан
A. M. Glazunov, A. G. Mozyrev, Yu. P. Gurov, D. V. Zaporozhan

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: газовый конденсат; адсорбция, десорбция; адсорбент; десорбент
Key words: gas condensate; adsorption, desorption; adder-bent; the desorbent

Увеличение автомобильного парка приводит к возрастанию потребностей в моторных топливах. Дополнительным источником для их производства могут служить газовые конденсаты. К наиболее крупным относятся газоконденсатные месторождения севера Западной Сибири, Оренбургское, Астраханское и месторождения Прикаспийской низменности [1, 2]. Газовые конденсаты после выделения из них бензиновых фракций могут использоваться как дизельное топливо (ДТ), однако в них содержится еще небольшое количество смолистых веществ, которые можно извлечь при адсорбционной очистке. В работе приводятся данные адсорбционной очистки утяжеленного компонента дизельного топлива Уренгойского газоконденсата.

Исходным продуктом для получения товарного дизельного топлива стал остаток газового конденсата (ОГК) после отгонки бензина. Физико-химические свойства ОГК представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства остатка Уренгойского газового конденсата

Показатель	Значение показателя
Пределы выкипания фракции	140–350 °С
Фракционный состав:	
– 50 % объема	225 °С
– 96 % объема	323 °С
Температура застывания	+5 °С
Температура помутнения	+15 °С
Плотность при 20 °С	815,2 кг/см ³
Кинематическая вязкость при 20 °С	2,57 мм ² /с
Показатель преломления n_D^{20}	1,4571
Цетановое число	57

В качестве адсорбентов были использованы силикагель марки АСКГ (SiO₂), адсорбент Б (смесь SiO₂ и Al₂O₃), клиноптилолит и цеолит NaA; их насыпные массы — 0,43, 0,67, 0,83, 0,69 г/мл соответственно.

Исследования по адсорбционной очистке утяжеленного компонента дизельного топлива проводили на специально разработанной лабораторной адсорбционной установке (рис. 1).

В адсорбционную колонку 4 насыпали 10 г адсорбента, взвешенного на технических весах. Расходную емкость 1 предварительно заполнили ОГК до нулевой метки. Открыли зажим 2 на соединительном шланге и насосом 3 подали ОГК в адсорбционную колонку 4.

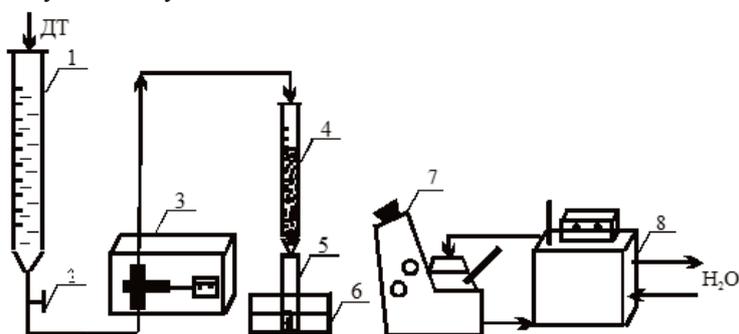


Рис. 1. Установка адсорбционной очистки остатка газового конденсата:
1 — расходная емкость; 2 — зажим; 3 — поршневого насос; 4 — адсорбционная колонка;
5 — приемник-пробирка; 6 — подставка; 7 — рефрактометр; 8 — термостат

Замерили объем ОГК, необходимый для заполнения соединительных шлангов и колонки. Затем выключили насос, закрыли зажим шланга 2 и долили ОГК до нулевой метки в расходную емкость 1. Объем прокачиваемого газоконденсата на стадии адсорбции составил 100 мл при расходе 0,27 мл/мин. Увеличение расхода ОГК было невозможным из-за «захлебывания» адсорбционной колонки. Пробы получаемого ДТ отобрали по 5 мл в приемники-пробирки 5. Показатель преломления n_D^{20} для каждой пробы определили на рефрактометре ИРФ-454Б2М. По полученным данным построили зависимости n_D^{20} от количества получаемого ДТ (рис. 2).

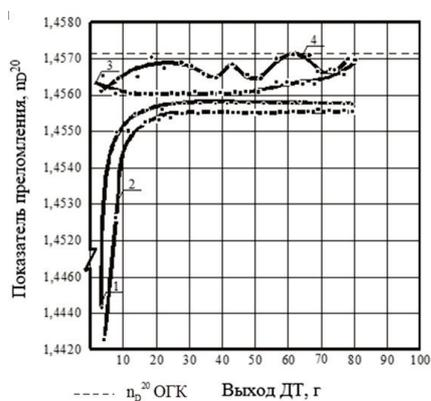


Рис. 2. Адсорбционная очистка остатка газового конденсата на адсорбентах:
1 — силикагель, 2 — адсорбент Б,
3 — клиноптилолит, 4 — цеолит NaA

Кроме того, качество ДТ оценивали по шестибальной цветовой шкале. Цвет в баллах: 1 — черный, 2 — темно-коричневый, 3 — темно-желтый, 4 — желтый, 5 — светло-желтый, 6 — бесцветный. Результаты по n_D^{20} и по оценке цвета ДТ представлены в таблице 2.

Анализ данных (см. рис. 2 и табл. 2) показывает, что все адсорбенты способны очищать ОГК от асфальто-смолистых веществ (АСВ) и тяжелых ароматических углеводородов, хотя и в разной степени.

Показатели качества дизельного топлива на стадии адсорбции

Стадия адсорбции	Адсорбент	Насыпная масса адсорбента, г/мл	Фракция дизельного топлива		Суммарный выход ДТ, г	Цвет ДТ в баллах*
			Количество, г	n_D^{20}		
Стадия адсорбции	Силикагель	0,43	4,3	1,4444	4,3	6
			4,5	1,4550	8,8	6
			4,0	1,4555	12,8	6
			4,3	1,4556	17,1	5
			4,0	1,4556	21,1	3
	Адсорбент Б	0,67	4,2	1,4425	4,2	6
			3,9	1,4526	8,1	5
			4,3	1,4550	12,4	5
			4,2	1,4552	16,6	4
			4,1	1,4552	20,7	4
	Клиноптилолит	0,83	4,5	1,4565	4,5	3
			4,1	1,4560	8,6	3
			4,2	1,4560	12,8	3
			3,6	1,4560	16,4	3
	Цеолит NaA	0,69	4,7	1,4561	4,7	3
			5,2	1,4564	9,9	3
4,4			1,4565	14,3	3	
4,4			1,4571	18,7	3	

Примечание. *Цвет: 1 — черный; 2 — темно-коричневый; 3 — темно-желтый; 4 — желтый; 5 — светло-желтый; 6 — бесцветный.

Наиболее высокой адсорбционной способностью обладает адсорбент Б. Очень близким к адсорбенту Б по эффективности очистки является силикагель, но его эффективность несколько ниже. Значительно более низкой адсорбционной способностью обладают клиноптилолит и цеолит NaA.

Если судить об эффективности очистки ОГК на клиноптилолите по показателю преломления n_D^{20} , то эффективность последнего незначительно отличается от эффективности силикагеля. В то же время визуально цвет продукта, отбираемого на выходе из колонки, практически не отличался от цвета исходного сырья, что свидетельствует о низкой эффективности этого сорбента (см. табл. 2). Эффективность цеолита NaA близка к нулевой и по показателю преломления n_D^{20} , и по цвету отбираемого продукта (3 балла).

Такое поведение клиноптилолита и цеолита NaA связано с тем, что АСВ и ароматические углеводороды имеют высокие критические диаметры молекул (выше 0,6 нм), вследствие чего не сорбируются цеолитами типа NaA, которые адсорбируют вещества с критическим размером молекул не более 0,4 нм. По полученным результатам для дальнейших исследований были выбраны два наиболее эффективных адсорбента: силикагель АСКГ и адсорбент Б. Первые 18–20 г полученного ДТ на этих сорбентах почти полностью обесцвечивались, чего не наблюдалось на других сорбентах (6 баллов). Окраска адсорбентов при очистке ОГК изменялась в зависимости от их природы: клиноптилолит и цеолит NaA не изменили своей окраски, силикагель равномерно изменил цвет по высоте колонки от темно-коричневого (вверху) до темно-желтого (внизу), адсорбент Б полностью почернел (см. табл. 2).

Регенерацию адсорбентов проводили с целью восстановления их начальных адсорбционных свойств с использованием десорбентов (табл. 3). При выборе десорбентов исходили из того, что основными продуктами, дезактивировавшими адсорбенты, являются АСВ и тяжелые ароматические углеводороды. Известно, что

для десорбции таких продуктов требуется использование относительно высокополярных десорбентов, адсорбционная способность которых значительно выше, чем у адсорбированных веществ. В качестве таких десорбентов применяют кетоны, спирты, их смеси с ароматическими углеводородами, дихлорэтан и др. [3]. Использование дихлорэтана нежелательно, так как присутствие хлорорганики в ДТ недопустимо. Поэтому выбор остановили на ацетоне, этаноле и их 50 %-х смесях с бензолом. При выборе десорбентов также учитывали их температуру кипения. У выбранных десорбентов температура кипения достаточно низкая (от 56,1 до 80,10 °С), что позволяет проводить регенерацию из ДТ путем отгонки. Предполагалось выявить на основании исследований наиболее эффективный десорбент. Для изучения регенерации были выбраны два адсорбента: адсорбент Б и силикагель.

Таблица 3

Стадия десорбции

Стадия десорбции	Регенерируемый адсорбент	Десорбент	Фракция десорбата		Суммарный выход десорбата, г	Цвет десорбата в баллах*		
			Количество, г	n_D^{20}				
Стадия десорбции	Силикагель	Ацетон	4,5	1,4558	4,50	4		
			4,6	1,4554	9,10	4		
			4,2	1,4540	13,3	2		
			4,0	1,4430	17,3	2, 1**		
			4,0	1,3614	21,3	3		
			4,9	1,3596	26,2	3		
			4,4	1,3586	30,6	4		
			3,8	1,3585	34,4	5		
			4,1	1,3581	38,5	5		
		4,0	1,3581	42,5	6			
		Ацетон (50 % объема) + бензол (50 % объема)	5,8	1,4571	5,80	5		
			4,4	1,4654	10,2	2		
			4,2	1,4446	14,4	2		
			3,7	1,4286	18,1	3		
			3,9	1,4289	22,0	4		
			4,0	1,4290	26,0	5		
			4,3	1,4291	30,3	6		
			Адсорбент Б	Ацетон	4,5	1,4574	4,50	4
					4,6	1,4459	9,10	2, 1**
		4,4			1,3674	13,5	2	
3,9	1,3631	17,4			3			
4,7	1,3604	22,1			4			
4,5	1,3591	26,6			5			
Ацетон (50 % объема) + бензол (50 % объема)	4,0	1,3584		30,6	5			
	4,0	1,3579		34,6	6			
	6,7	1,4594		6,70	3			
	6,3	1,4695		13,0	1			
	5,0	1,4366		18,0	4			
Ацетон (50 % объема) + бензол (50 % объема)	4,2	1,4301	22,2	5				
	5,1	1,4286	27,3	5				
	4,7	1,4294	32,0	5				
	4,3	1,4315	36,3	5				
	4,9	1,4315	41,2	5				
5,2	1,4315	46,4	6					

Примечание.

*Цвет: 1 — черный; 2 — темно-коричневый; 3 — темно-желтый; 4 — желтый;

5 — светло-желтый; 6 — бесцветный.

** — наблюдали два слоя: верхний и нижний.

Последовательность проведения десорбции аналогична процессу адсорбции. Регенерацию адсорбентов проводили на той же установке (см. рис. 1).

При этом расходную емкость *1* заполняли растворителем-десорбентом. Объем прокачиваемого десорбента составил 100 мл при оптимальном расходе 1,07 мл/мин. Контроль над продуктами десорбции проводили по показателю преломления n_D^{20} и по цвету. Экспериментальные данные, представленные на рисунке 3 и в таблице 3, показывают, что этанол (см. рис. 3, кривая 1) не может быть использован в качестве десорбента, так как показатель преломления получаемого продукта не достиг значения показателя преломления исходного этилового спирта. Смесь этанола с бензолом (см. рис. 3, кривая 6) в достаточно высокой степени регенерирует адсорбент Б. Однако при визуальном анализе адсорбционной колонки с адсорбентом Б замечено, что АСВ и тяжелая ароматика не вымывались данной смесью, так как колонка оставалась темно-серой. Ацетон и 50 %-я смесь ацетона с бензолом (см. рис. 3, кривые 2 и 5) в достаточно высокой степени регенерировали адсорбент Б. Для сравнения процесса регенерации адсорбентов десорбцию проводили и на силикагеле (см. рис. 3., кривые 3, 4). При десорбции силикагеля ацетоном первая полученная проба (6 г) представляла собой дизельное топливо с примесями ацетона (присутствует характерный запах ацетона). При отборе следующих двух проб наблюдалось расслоение продуктов на два слоя: верхний по внешнему виду представлял темно-коричневый продукт, нижний — черный. Это, очевидно, связано с десорбцией АСВ и тяжелых ароматических углеводов.

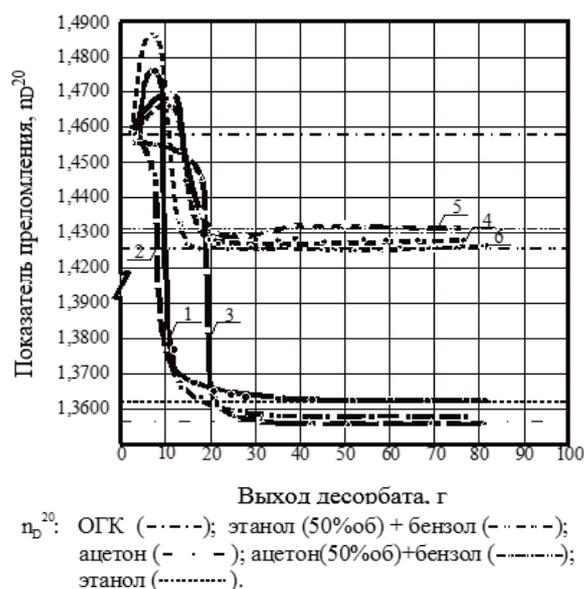


Рис. 3. Десорбция асфальто-смолистых веществ и тяжелых ароматических углеводов: 1 — адсорбент Б (десорбат — этанол); 2 — адсорбент Б (десорбат — ацетон); 3 — силикагель (десорбат — ацетон); 4 — силикагель (десорбат — ацетон (50 % объема)+бензол); 5 — адсорбент Б (десорбат — ацетон (50 % объема)+бензол); 6 — адсорбент Б — (десорбат — этанол (50 % объема)+бензол)

Известно, что у АСВ и тяжелой ароматики показатель преломления n_D^{20} значительно выше, чем у исходного ОГК. Однако по данным (см. рис. 3, кривая 3) показатель преломления для этих продуктов ниже, чем у исходного ОГК. Возможно, это связано с тем, что десорбируемые АСВ и тяжелая ароматика представляли собой смесь с десорбентом (ацетоном), показатель преломления которого достаточно

низкий ($n_D^{20} = 1,3586$). При отборе 5–6 проб цвет отбираемых продуктов (см. табл. 3) приблизился к цвету чистого ацетона (4 балла). Общее количество ацетона, достаточное для регенерации использованного адсорбента, составляло 30–40 мл/10 г адсорбента. Сравнение данных по регенерации адсорбента Б и силикагеля показало, что для регенерации адсорбента Б требуется несколько меньше ацетона (~ 35 г), чем для силикагеля (~ 43 г).

Закономерности регенерации тех же адсорбентов 50 %-й смесью ацетона и бензола аналогичны регенерации ацетоном (см. рис. 3 кривые 4, 5; и см. табл. 3). Однако здесь наблюдался максимум показателя преломления в зависимости от количества отобранных продуктов. Этот максимум приходится на выделение АСВ и тяжелой ароматики, имеющих темно-коричневый цвет, что соответствует литературным данным. Причем в данном случае фракции с АСВ имели показатель преломления выше, чем показатель преломления исходного ОГК. Это также соответствует известным закономерностям разделения нефтепродуктов. Такой характер зависимости показателя преломления от расхода десорбента связан с более высоким показателем преломления смеси ацетона и бензола по сравнению с чистым ацетоном.

Регенерация силикагеля смесью ацетона и бензола (см. рис. 3, кривая 4) более эффективна, чем регенерация адсорбента Б этой же смесью (см. рис. 3, кривая 5). На это указывает смещение кривой десорбции для силикагеля влево по сравнению с адсорбентом Б на первоначальном участке и с более высоким расположением кривой десорбции на последующем участке для адсорбента Б. Обнаруженные закономерности в регенерации силикагеля и адсорбента Б различными десорбентами, очевидно, могут быть объяснены природой и химическим строением самих адсорбентов. Силикагель представляет собой SiO_2 , а адсорбент Б — смесь SiO_2 и Al_2O_3 , в результате чего адсорбент Б является более полярным, имеющим более высокую поверхностную концентрацию кислотных центров. Естественно, что для регенерации более полярного сорбента требуется использовать более полярный десорбент. Это мы и наблюдали в проведенных исследованиях. Для регенерации адсорбента Б эффективнее оказался ацетон (диэлектрическая проницаемость $\epsilon = 21,5$), чем его смесь с бензолом ($\epsilon = 12$). Оптимальный расход смеси ацетона (50 % объема) и бензола при регенерации адсорбента Б составлял 46 г, силикагеля — 30 г на 10 г адсорбента. Анализ визуальных наблюдений за степенью очистки адсорбентов показал, что силикагель приобретает почти первоначальный цвет, как в присутствии ацетона, так и в присутствии его смеси с бензолом. Адсорбент Б лучше регенерируется в присутствии ацетона, хотя даже при этом его цвет несколько темнее, чем первоначальный. Однократное использование адсорбентов экономически нецелесообразно. Поэтому наиболее эффективные адсорбенты (адсорбент Б и силикагель) использовали вторично после регенерации их ацетоном. При вторичной адсорбции ОГК очищался почти в такой же степени, а на адсорбенте Б даже несколько лучше, чем при первичной адсорбции.

Таким образом, исследованы адсорбенты различной природы и выявлены наиболее эффективные — адсорбент Б и силикагель. Проведена регенерация адсорбентов растворителями и подобраны наиболее подходящие растворители — ацетон и смесь ацетона (50 %) с бензолом. Для регенерации адсорбента Б достаточно 34–36 г ацетона или 45–47 г смеси ацетона (50 %) с бензолом; для регенерации силикагеля — 42–44 г ацетона или 29–31 г смеси ацетона (50 %) с бензолом. Адсорбенты могут использоваться многократно. Для адсорбционной очистки ОГК рекомендуется в качестве адсорбента силикагель марки АСКГ. Для регенерации силикагеля рекомендуется 50 %-я смесь ацетона и бензола.

Библиографический список

1. Нефти и газовые конденсаты России. Справочник. В 2 т. – М.: Техника, 2000. Т. 1. Нефти Европейской части и газовые конденсаты России. – 192 с.

2. Ахметов С. А., Ишмияров М. Х., Кауфман А. А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых: учеб. пособие для студентов вузов / Под ред. С. А. Ахметова. – СПб.: Недра, 2009. – 832 с.
3. Проскуряков В. А., Драпкина Е. Е. Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов. – СПб.: Химия, 1996. – 446 с.

Сведения об авторах

Глазунов Александр Михайлович, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89222691617, e-mail: glazunovam@tyuiu.ru

Мозырев Андрей Геннадьевич, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 890144908288, e-mail: mozyrevag@tyuiu.ru

Гуров Юрий Петрович, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199406860, e-mail: gurovup@gmail.com

Запорожан Дмитрий Васильевич, начальник межрегионального отдела по надзору за взрывоопасными и химически опасными производственными объектами Северо-Уральского управления Ростехнадзора, г. Тюмень

Information about the authors

Glazunov A. M., Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89222691617, e-mail: glazunovam@tyuiu.ru

Mozyrev A. G., Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 890144908288, e-mail: mozyrevag@tyuiu.ru

Gurov Yu. P., Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89199406860, e-mail: gurovup@gmail.com

Zaporozhan D. V., Head of the Interregional Department for the Supervision of Explosive and Chemically Hazardous Production Facilities of the North-Ural Administration of Rostekhnadzor, Tyumen

УДК 539.62:553.982

**СОСТАВ И СТРУКТУРА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
РАЗЛИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**COMPOSITION AND STRUCTURE OF HIGH-VISCOSITY
OILS FROM VARIOUS DEPOSITS**

В. Н. Манжай, С. Г. Кулышкина, Л. В. Чеканцева, И. Г. Ященко

V. N. Manzhai, S. G. Kulyshkina, L. V. Chekantseva, I. G. Yashchenko

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск*

Ключевые слова: нефть; реология; температура; вязкость

Key words: oil; rheology; temperature; viscosity

Согласно современным представлениям, нефть является сложной многокомпонентной смесью, проявляющей свойства молекулярного раствора или нефтяной дисперсной системы (НДС). Степень дисперсности надмолекулярных образований в нефти существенно зависит от состава дисперсионной среды и внешних условий [1, 2]. Под влиянием этих факторов происходит изменение размеров ядра и толщины сольватного слоя фрагментов дисперсной фазы НДС, получивших название сложных структурных единиц (ССЕ). Но детальной информации о дисперсной структуре нефтяных систем к настоящему времени еще мало и явно недостаточно для разработки рациональных технологий добычи и транспорта нефти [3, 4].

Высокое содержание асфальтенов, смол и парафинов в нефти различных месторождений придает им аномальные свойства, и вследствие этого нефти обладают реологическим своеобразием, отличающим их друг от друга. Поэтому в качестве объектов исследования использованы нефти Усинского, Арчинского и Могдинского, а также Ярегского и Ярактинского месторождений, каждая из которых имеет свои особенности компонентного и группового состава (табл. 1). Были изучены реологические свойства трех образцов нефти с высоким содержанием смолистых соединений (С); асфальтенов и смол (АС); асфальтенов, смол и парафинов (АСП).

Содержание асфальтенов, смол и парафинов (табл. 1) в нефти были определены в соответствии с рекомендациями, изложенными в стандартных методиках [5–7].

Исследование реологических свойств образцов нефти проводили методом ротационной вискозиметрии на приборе «RheoStress 600» фирмы НААКЕ. Были по-

лучены реологические кривые зависимости напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$), на основе которых были построены графические зависимости вязкости (η) этих нефтей от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$) при различных температурах (T).

Таблица 1

Состав нефти различных месторождений

Нефть	Содержание, % масс.		
	Асфальтены	Смолы	Парафины
С (Могдинская)	0,1	15,6	0,9
АС (Усинская)	9,9	31,1	1,1
АСП (Арчинская)	2,9	17,3	6,3

Установлено, что все образцы нефти при температуре 298 К обладают неньютоновскими свойствами и их вязкость изменяется от максимальных значений при малых скоростях сдвига до минимальных при больших скоростях (табл. 2). Например, при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 1 \text{ с}^{-1}$ вязкость нефти (АС) очень высокая и составляет $\eta \sim 20 \text{ Па}\cdot\text{с}$, вязкость нефти (АСП) равна $\eta \sim 1 \text{ Па}\cdot\text{с}$, а вязкость нефти (С) составляет всего $\eta \sim 0,04 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Нефти очень сильно различаются по составу, поэтому разница в значениях их вязкости значительна и составляет около трех порядков. И только при больших скоростях сдвига и высокой температуре это различие становится не столь заметным, что является следствием изменения структуры и размеров надмолекулярных образований.

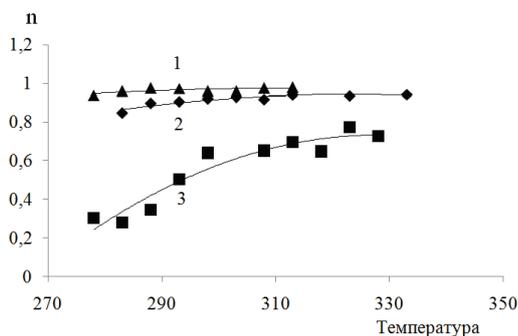
Таблица 2

Значение динамической вязкости нефтей при 298 К

Нефть месторождений	Динамическая вязкость нефти (Па·с)					
	1 с ⁻¹	9 с ⁻¹	27 с ⁻¹	49 с ⁻¹	81 с ⁻¹	145 с ⁻¹
С (Могдинская)	0,041	0,033	0,028	0,024	0,022	0,021
АС (Усинская)	20,79	17,07	15,44	14,06	13,09	12,52
АСП (Арчинская)	1,130	0,764	0,517	0,342	0,256	0,206

Поскольку численные значения вязкости нефтей заметно отличаются, для сравнительной количественной характеристики этих образцов полученные экспериментальные результаты были обработаны традиционным способом с использованием уравнения Оствальда де Вилля $\eta = K \cdot \dot{\gamma}^{(n-1)}$, в соответствии с которым рассчитаны индексы текучести (n) при различных температурах (рис. 1).

Рис. 1. Зависимость индекса текучести (n) различных нефтей от температуры (К):
 1 — нефть смолистая (С);
 2 — нефть асфальтосмолистая (АС);
 3 — нефть с высоким содержанием асфальтенов, смол и парафинов (АСП)



Из рисунка видно, что нефти являются псевдопластичными жидкостями, так как у всех $n < 1$. Но индекс текучести смолистой нефти (С) даже при низкой тем-

пературе мало отличается от единицы, то есть она близка по своим свойствам к ньютоновской жидкости. Индекс текучести нефти (АС) с увеличением температуры от 283 до 333 К возрастает от 0,80 до 0,95, и асфальтосмолистая нефть при дальнейшем повышении температуры становится практически ньютоновской жидкостью. В наибольшей степени от поведения ньютоновской жидкости в широком интервале температуры отклоняется нефть (АСП), что является следствием наличия в ней значительного количества асфальтосмолистых компонентов и тугоплавких парафинов. Такое разное поведение исследованных образцов является следствием различной природы нефтей, то есть их компонентного и группового состава, которые в области невысоких температур придают смеси углеводородов коллоидный характер. Но формальное описание нефтяных дисперсных систем при помощи уравнения Оствальда де Вилля, на наш взгляд, весьма приблизительно. Гораздо больше информации о свойствах и структуре нефти при разной температуре можно получить [8–10], используя для ее количественного описания уравнение Аррениуса — Френкеля — Эйринга (уравнение АФЭ)

$$\eta = A \cdot \exp\left\{\frac{E_a}{RT}\right\}, \quad (1)$$

которое после логарифмирования можно представить в виде линейной функции $\ln\eta = \ln A + \frac{E_a}{R} \cdot \frac{1}{T}$. Использование уравнения (1) для аналитического описания свойств жидкостей в широком интервале температур дает возможность определить геометрические размеры структурированных фрагментов нефти при различных сдвиговых нагрузках. Обработка результатов вискозиметрических экспериментов в координатах $\ln\eta - 1/T$ позволяет найти количественные значения энергии активации вязкого течения (E_B) и предэкспоненциального множителя (A), а также рассчитать радиусы (r) ССЕ, участвующих в слоистом течении при различных скоростях сдвига.

Согласно современным представлениям, нефть является не простой смесью большого числа органических соединений, диспергированных до молекулярного состояния, а дисперсной системой [2], в которой вследствие действия межмолекулярных сил образуются надмолекулярные ассоциаты, состоящие из множества индивидуальных молекул, скоординированных между собой в относительно упорядоченные структуры. Состав и размеры образовавшихся ССЕ зависят от содержания в нефти молекул высокомолекулярных парафинов и от суммарного количества смол и асфальтенов. Доминирование тех или иных классов химических соединений придает нефти своеобразное реологическое поведение.

Центральным ядром сложной структурной единицы, формирующейся в асфальтосмолистой нефти, является агрегат из большого числа высокомолекулярных и полициклических асфальтенов, связанных слабыми силами межмолекулярного взаимодействия в некоторый агрегат [2]. На периферии ядра в сольватно-адсорбционном слое такой ССЕ находятся еще менее связанные между собой молекулы нефтяных смол.

Ядром ССЕ, образовавшейся в парафинистой нефти, является микророзодыш, состоящий из большого числа молекул высокомолекулярных алканов цепного строения (парафинов), которые плотно упакованы между собой [2]. Периферию ядра, то есть сольватно-адсорбционную оболочку составляют молекулы смол, которые слабо связаны с ядром, поэтому при сдвиговом течении таких частиц происходят диффузионное рассеивание оболочки и уменьшение размеров ССЕ до некоторого постоянного значения прочного парафинового ядра.

С целью вывода формулы для расчета радиусов частиц (r) рассмотрим течение нефти в зазоре между цилиндрами в ротационном вискозиметре, в котором задается некоторая скорость сдвига $\dot{\gamma} = dU/dy$. Выражение для скорости сдвига при скольжении тончайших слоев жидкости относительно друг друга можно переписать

сать в виде $\gamma = \frac{dU}{dy} \approx \frac{\Delta U}{a} = \frac{1}{a} \cdot \frac{\delta}{t}$, где $\Delta U = \frac{\delta}{t}$ — приращение линейной скорости одного слоя относительно смежного с ним слоя; $a = 2r$ — толщина слоя, равная диаметру сферических частиц; δ — длина пути между двумя положениями равновесия частицы, равная в соответствии с активационной теорией Я. И. Френкеля расстоянию между соседними частицами в слое; t — время нахождения частицы в равновесном состоянии, которое может быть принято также за время перехода частицы из одной вакансии в другую, то есть на расстояние δ . Это время перехода частицы [8, 11] аналитически описывается выражением

$$t = t_0 \cdot \exp\{E_a/kT\} = \delta \cdot \sqrt{m/kT} \cdot \exp\{E_a/kT\},$$

где $m = \rho \cdot 4\pi r^3/3$ — масса частицы.

После подстановки в приведенную выше формулу $\gamma = \frac{1}{a} \cdot \frac{\delta}{t}$ известного соотношения Ньютона для расчета скорости сдвига $\gamma = \tau/\eta$ и выражения для времени (t) получим формулу для расчета вязкости жидкости

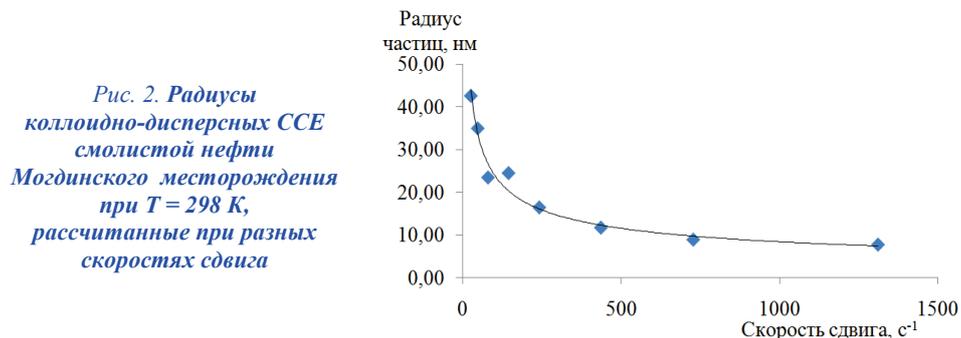
$$\eta = \tau \cdot r^{5/2} \cdot (16\pi\rho/3kT)^{1/2} \cdot \exp\{E_B/kT\}. \quad (2)$$

При сопоставлении полученного выражения (2) с уравнением (1) предэкспоненциальный множитель уравнения АФЭ можно записать в развернутом виде $A = \tau \cdot r^{5/2} \cdot (16\pi\rho/3kT)^{1/2}$, преобразовав который, получим формулу для расчета размеров ССЕ нефти после экспериментального определения величины коэффициента A , входящего в уравнение АФЭ

$$r = \left[\frac{A}{\tau \cdot (16\pi \cdot \rho / 3kT)^{1/2}} \right]^{2/5}, \quad (3)$$

где r — радиус частиц ССЕ; A — предэкспоненциальный множитель уравнения АФЭ; τ — напряжение сдвига, задаваемое в ротационном приборе; ρ — плотность жидкости; T — температура; k — постоянная Больцмана.

Используя экспериментально определенные значения коэффициента A при разных скоростях сдвига в ротационном вискозиметре при температуре 298 К, мы рассчитали размеры коллоидных частиц смолистой нефти Могдинского месторождения, которые при увеличении скорости сдвига уменьшаются в размерах от 40 до 5 нм, что свидетельствует о разрушении сложных структурных единиц нефти в процессе слоистого трения (рис. 2).



При разрушении ССЕ вначале происходит удаление с внешней сферы частиц сольватно-адсорбционного слоя, слабо связанного с ядром ССЕ, которое сформи-

ровано высокомолекулярными смолами. При дальнейшем увеличении напряжения сдвига (скорости сдвига) происходит разрушение также и ядра сложных структурных единиц.

Но в покое частицы нефти Могдинского месторождения с высоким содержанием смол, подвергшиеся разрушению ее ССЕ в сдвиговом поле до размеров ~ 5–10 нм (рис. 2), с течением времени обратимо восстанавливают свои размеры, что подтверждается результатами (рис. 3), полученными методом фотонно-корреляционной спектроскопии (ФКС), основанном на счете фотонов рассеянного лазерного излучения. Исследования проводились на приборе «Photocor Complex», разработанном в лаборатории фазовых переходов и критических явлений Института проблем нефти и газа РАН [12]. В качестве дополнительного варианта, значительно расширяющего возможности прибора, опико-механический блок был модифицирован установкой дополнительного диодного инфракрасного лазера ($\lambda = 980$ нм) и системой счета фотонов Photocor-PC3 [13]. Использование лазера с этой длиной волны позволяет проводить исследования малопрозрачных сред.

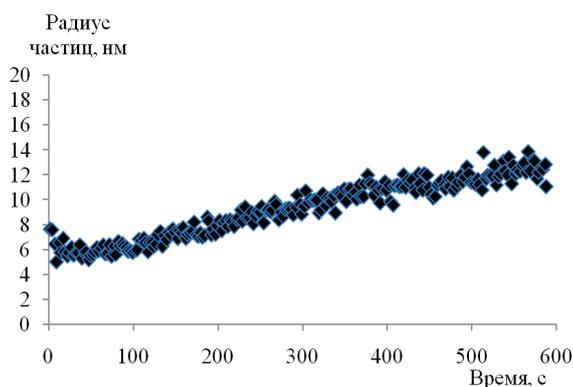


Рис. 3. Изменение во времени размеров частиц покоящейся нефти Могдинского месторождения, выявленное методом фотонно-корреляционной спектроскопии

Кроме ранее обсужденных экспериментов с тремя образцами нефти разных месторождений (см. табл. 1) были также проведены реологические исследования асфальтосмолистой нефти Ярегского месторождения и нефти Ярактинского месторождения с высоким содержанием парафина и предельно малым содержанием смол и асфальтенов. Результаты, рассчитанные по формуле (3) с использованием экспериментальных данных (A), приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3

Значения коэффициента (A) и радиуса частиц (r) асфальтосмолистой нефти при $T = 298$ К и разных скоростях сдвига

Параметр	Скорость сдвига, с^{-1}			
	5,4	16,2	48,6	145,8
$A \cdot 10^8, \text{Па} \cdot \text{с}$	715	41,4	1,8	0,2
$r, \text{нм}$	47,8	10,9	1,9	1,1

Результаты таблицы 3 свидетельствуют о том, что ассоциаты асфальтосмолистой нефти Ярегского месторождения сильно подвержены разрушающему влиянию сдвигового течения. Их средние радиусы уже в области невысоких скоростей сдвига уменьшаются от коллоидных размеров частиц ($r \sim 50$ нм) до величин, близких молекулярным размерам ($r \sim 1$ нм). Более прочные ядра (микрочастицы па-

рафина) ССЕ нефти Ярактинского месторождения почти не уменьшают своих размеров в широком интервале скоростей сдвига (см. табл. 4).

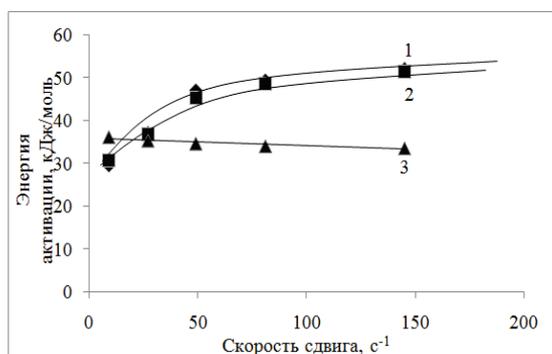
Таблица 4

Значения коэффициента (A) и радиуса частиц (r) парафинистой нефти при $T = 298$ К различных скоростях сдвига

Параметр	Скорость сдвига, с^{-1}			
	48,6	81,0	145,8	243,0
$A \cdot 10^8$, Па·с	0,47	0,9	1,1	0,73
r , нм	4,9	4,5	4,4	3,9

Интерес представляют значения энергии активации (кДж/моль) вязкого течения нефтей различных месторождений (рис. 4), рассчитанные по результатам вискозиметрических измерений с использованием уравнения АФЭ.

Рис. 4. Зависимость энергии активации вязкого течения нефтей разных месторождений от скорости сдвига:
 1 — асфальтосмолистая нефть Усинского месторождения;
 2 — асфальтосмолистая нефть Ярегского месторождения;
 3 — парафинистая нефть Ярактинского месторождения



Из рисунка 4 следует, что энергия активации парафинистой нефти Ярактинского месторождения (Восточно-Сибирская нефтегазовая провинция) почти не зависит от скорости сдвига в исследованном диапазоне от 9 до 145 с^{-1} . Но у асфальтосмолистых нефтей Ярегского и Усинского месторождений одной и той же Тимано-Печорской нефтегазовой провинции она увеличивается в отмеченном выше диапазоне скоростей сдвига и асимптотически стремится к некоторому пределу (см. рис. 4). Объяснение наблюдаемому экспериментальному факту можно дать, исходя из теории Френкеля — Эйринга. Согласно этой активационной теории в процессе сдвигового течения частицы переходят из одного положения равновесия в другое, преодолевая некоторый энергетический барьер (E_B). Величина барьера ($E_B = W - A$) зависит от энергии образования вакансии (W) и снижается за счет работы внешних сил ($A = \tau \cdot v$), затрачиваемой на внедрение частиц с объемом (v) в образующиеся вакансии. При сдвиговом течении внешней силой, действующей на частицу, является сила трения, величина которой зависит от напряжения сдвига (τ). Следовательно, для асфальтосмолистой нефти, у которой размеры (объемы) непрочных частиц (ССЕ) вследствие действия разрушающего трения значительно уменьшаются (см. табл. 3), будет наблюдаться увеличение энергии активации вязкого течения до некоторого предельного значения $W \sim 50$ кДж/моль. У нефти Ярактинского месторождения ядра ССЕ представляют собой прочные микрокристаллики парафина (см. табл. 4), поэтому при сдвиговом течении почти не происходит их разрушения ($r \approx \text{const}$), и нет изменения энергии активации вязкого течения (см. рис. 4, линия 3).

Выводы

- Присутствие в дисперсионной среде нефти ассоциатов (сложных структурных единиц), состоящих из высокомолекулярных асфальтенов, смол и парафинов, приводит к отклонению от закона Ньютона для движущихся жидкостей. Степень неньютоновского поведения различных образцов нефти зависит как от ее состава, так и от температуры углеводородной среды, и от величины приложенной внешней силы.
- Сложные структурные единицы, обратимо формирующиеся за счет слабых сил межмолекулярного взаимодействия, в зависимости от состава нефти имеют различное строение, а следовательно, разную устойчивость к разрушающему их напряжению сдвига. Ядра ССЕ, состоящие из высокомолекулярных парафинов, в отличие от ядер из асфальтосмолистых соединений обладают большей устойчивостью к сдвигающему напряжению.

Результаты, представленные в статье, получены при финансовой поддержке гранта РФФИ №16-43-700866 p_a.

Библиографический список

1. Фукс Г. И. Коллоидная химия нефти и нефтепродуктов. – М.: Знание, 1984. – 63 с.
2. Сюняев З. И., Сафиева Р. З., Сюняев Р. З. Нефтяные дисперсные системы. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
3. Тетельмин В. В., Язев В. А. Нефтегазовое дело. – М.: Интеллект, 2009. – 800 с.
4. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М., Ковалев А. Г. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1992. – 271 с.
5. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. – Введ. 1986.01.01. – М.: Изд-во стандартов. – 12 с.
6. ГОСТ 15886-70. Масла нефтяные. Метод определения смол. – Введ. 1971.01.01. – М.: Изд-во стандартов. – 3 с.
7. СТО 1246-2011. Массовая доля смолисто-асфальтеновых веществ. Методика измерения в нефтях, нефтяных фракциях, природном битуме / Институт химии нефти СО РАН. – 2011. – 12 с.
8. Френкель Я. И. Кинетическая теория жидкостей. – Л.: Наука, 1945. – 424 с.
9. Леонтьева А. А. Современные теории вязкости жидкости // Успехи физических наук. – 1940. – Т. 23, № 2. – С. 131–161.
10. Виноградов Г. В., Малкин А. Я. Реология полимеров. – М.: Химия, 1977. – 440 с.
11. Яворский Б. М., Детлаф А. А. Справочник по физике. – М.: Наука, 1974. – 624 с.
12. Influence of aggregation of asphaltenes on the rheological properties of oil / E. V. Mal'tseva [et al.] // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2013. – Vol. 86, Issue 9. – P. 1370–1375.
13. PhotoCor. Сайт производителя [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.photocor.ru/>.

Сведения об авторах

Манжай Владимир Николаевич, д. х. н., старший научный сотрудник, Институт химии нефти СО РАН, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, тел. 8(3822)491457, e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Кулышкина Софья Германовна, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, тел. 89234038260, e-mail: kulyshkina@mail.ru

Чеканцева Лилия Васильевна, старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, тел. 89609791983, e-mail: tomsk-1@mail.ru

Яценко Ирина Германовна, к. г.-м. н., заведующая лабораторией, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, тел. 8(3822)491811, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Information about the authors

Manzhai V. N., Doctor of Chemistry, Senior Researcher, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk Polytechnic University, phone: 8(3822)491457, e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Kulyshkina S. G., Tomsk Polytechnic University, phone: 89234038260, e-mail: kulyshkina@mail.ru

Chekantseva L. V., Senior Lecturer at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tomsk Polytechnic University, phone: 89609791983 e-mail: tomsk-1@mail.ru

Yashchenko I. G., Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk, phone: 8(3822)491811, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Чрезвычайные ситуации и проблемы экологии в нефтегазовой отрасли

УДК 543.422:665.76

КОНТРОЛЬ ВЫСОКООКТАНОВЫХ ТОПЛИВ И СОСТАВА НЕКОТОРЫХ ЭЛЕКТРООБРАБОТАННЫХ РАСТВОРОВ

CONTROL OF HIGH-OCTANE FUEL AND COMPOSITION OF SOME ELECTROTREATED SOLUTIONS

А. Г. Варехов, В. О. Смирнова, О. В. Смирнов, С. В. Воробьева

A. G. Varekhov, V. O. Smirnova, O. V. Smirnov, S. V. Vorobjeva

Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения, г. Санкт-Петербург

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: топливо; октановое число; флуоресценция; растворы; измерение

Key words: fuel; octane number; fluorescence; solutions; measuring

В последнее время привлечено внимание к электрофизическим методам и устройствам на их основе для контроля качества различных углеводородных топлив. Разработан анализатор бензинов, использующий метод преобразования измеренной диэлектрической проницаемости бензиновой пробы в октановое число. Результат определяется сравнением измеренного и контрольного, хранящегося в памяти измерительного устройства, значений этого параметра.

Наряду с продвижением новых разработок в различных областях контроля жидкостей [1] начинают достаточно широко применяться приборы типа «ФЛЮОРАТ», которые хотя и представляют собой упрощенный аналог фильтрового флуориметра, могут использоваться и как фотометр или хемилюминометр.

Наиболее простой способ исследования нефтепродуктов (бензинов) основан на фотометрическом сравнении исследуемых и эталонных образцов. Этим способом определяются нефтепродукты по цветности, но он не подходит для определения октанового числа. Только детальное исследование интенсивности поглощения света бензинами в ближней инфракрасной области (0,8–2,6 мкм) дало возможность создать ряд технических устройств для определения октанового числа.

Считается, что при возбуждении флуоресценции бензинов ртутно-кварцевыми лампами флуоресценция не наблюдается. В работе [2] для опытов были использованы методы исследования спектральных характеристик бензинов, прежде всего поглощения и люминесценции (флуоресценции). Выявлена возможность идентификации бензинов по октановому числу посредством возбуждения флуоресценции при облучении пробы бензина в частотном диапазоне, примерно соответствующем коротковолновой границе видимого диапазона (длина волны около 420 нм). Это послужило основой разработки устройства для измерения октанового числа товарных бензинов.

Достоинством этого способа является то, что он не требует стационарных условий для размещения приборов и удобен для эксплуатации в самых разнообразных ситуациях, в том числе в транспортных, а также для оценки качества бензинов и бензиновых смесей в условиях гаражей, автостоянок, при ремонтном обслуживании автомобилей и в других непредсказуемых случаях.

В настоящее время как за рубежом, так и в нашей стране для повышения октанового числа в технологии производства высокооктановых топлив применяют добавки метилтрибутилового эфира (МТБЭ), затраты на использование которого по сравнению с металлоорганическими соединениями марганца и железа и ароматическими аминами достаточно велики. Содержащие МТБЭ бензиновые композиции в отличие от бензин-спиртовых смесей не расслаиваются в присутствии воды и при пониженных температурах, эффективно снижают образование углеродистых нагаров.

Влияние добавок на изменение октанового числа бензина рассматривается в работе [3]. Отмечается, что добавление в модельную смесь эталонных углеводородов, соответствующих бензину с октановым числом 70, метилтрибутилового эфира (МТБЭ) и фэтерола до 15 %, позволяет повысить октановое число на 2,5...9,0 пунктов, что подтверждают измерения по моторному и исследовательскому методу.

Сложность использования транспортных средств с двигателями внутреннего сгорания связана как с проблемой повышения октанового числа бензинов, определяющего эксплуатационные характеристики, так и с вопросами снижения токсичности выбросов двигателя, экологичности топливообеспечения, включая технику для рекультивации замазученного или пропитанного топливом участка. Если приоритетную часть, связанную с экологией человека на транспорте, можно отнести частично к компетенции физиологов, то разделение различных дисперсных систем, источником которых являются моторные топлива на транспорте,— это вопросы таких направлений, как химмотология, нефтепереработка и нефтехимия, процессы и аппараты химической технологии, коллоидная и прикладная химия.

Стоки производства МТБЭ могут содержать метанол, карбонат и гидрокарбонат натрия, метилтрибутиловый эфир $\text{CH}_3\text{OC}(\text{CH}_3)_3$ — МТБЭ и другие вещества, что делает актуальным изучение возможности контроля и очистки таких растворов. Измерения их токсичности биотестированием [4] показали максимально высокие значения.

Технологическая схема применяемых на заводах типовых очистных сооружений включает в себя гидроциклоны, нефтеловушки, флотаторы и резервуары очищенных стоков. Параллельно подключается линия очистки стоков от МТБЭ и сопутствующих ему ацетона, димеров изобутана, метанола, углеводов. МТБЭ биохимически не окисляется. На входе линии концентрация МТБЭ может достигать $20\div 40 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$, на выходе она должна составлять $0,001 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$. Оборудование и трубопроводы ее должны быть герметичны.

Содержание МТБЭ в промышленных стоках после электрообработки [5] блоком алюминиевых электродов снижалось с $14,5$ до $6,8 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$ и менее (при использовании комбинированных электродов). Добиться полного извлечения МТБЭ не удавалось. Концентрация метанола уменьшалась до $60\ 700 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$ при электрообработке железными и алюминиевыми электродами в течение 30 минут и до $42\ 000 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$ при обработке алюминиевыми электродами в течение 60 минут.

Использование внешних электрических однородных и неоднородных полей для извлечения МТБЭ из жидкостей, содержащих кислородные органические присадки к топливам, в том числе МТБЭ, метанол, карбонаты и гидрокарбонаты натрия при напряженностях поля до 100 В/см позволяет значительно снизить их содержание в растворах.

В Тюменском центре Международной академии наук экологии и безопасности жизнедеятельности (ТЦ МАНЭБ) совместно с Тюменским индустриальным университетом (ТИУ) проводились работы по созданию экологических технологий использования кислородсодержащих присадок, повышающих октановое число, а также по части извлечения метилтрибутилового эфира и метанола из подтоварных вод с использованием электрообработки, вибрационно-флотационной очистки за-

мазученного грунта от органических примесей, разделения в электрическом поле олеодисперсий, как прямых, так и обратных.

Таким образом, использование в составе шести электрокинетических эффектов диэлектрофореза и его аналога — диполофореза для слабых электрических полей и полярных сред позволяет получить эффект разделения, близкий к полному.

Библиографический список

1. Смирнов О. В., Атанов В. А. О некоторых перспективных разработках в области измерительной техники // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 6. – С. 107–110.
2. Варехов А. Г. Флуоресцентный метод исследования и измерение октанового числа бензинов // Технико-технологические проблемы сервиса. – 2013. – № 2 (24). – С. 14–18.
3. Емельянов В. Е., Данилов А. М. Бензины с улучшенными экологическими свойствами // Автомобильная промышленность. – 1996. – № 12. – С. 33–35.
4. Биотестирование в экологических и природоохранных электротехнологиях / В. О. Смирнова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 3. – С. 110–116.
5. Воробьева С. В., Смирнов О. В. Извлечение метилтрибутилового эфира и метанола из растворов с использованием электрообработки в технологии производства высокооктановых топлив // ЖПХ. – 2003. – Т. 76. Вып. 1. – С. 164–165.

Сведения об авторах

Варехов Алексей Григорьевич, к. т. н., доцент, Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения, г. Санкт-Петербург, тел. 89112765500, e-mail: varekhov@mail.ru

Смирнова Влада Олеговна, к. т. н., доцент кафедры инноватики и интегрированных систем качества, Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения, г. Санкт-Петербург, тел. 89111533401, e-mail: vlada_sm@mail.ru

Смирнов Олег Владимирович, д. т. н., профессор кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129275192, e-mail: oleg_smirnov_1940@mail.ru

Воробьева Сима Васильевна, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129275191, e-mail: svorobeva@mail.ru

Information about the authors

Varekhov A. G., Candidate of Engineering, Associate Professor, Saint Petersburg State University of Aerospace Instrumentation, phone: 99112765500, e-mail: varekhov@mail.ru

Smirnova V. O., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Innovations and Integrated Quality Systems, Saint Petersburg State University of Aerospace Instrumentation, phone: 89111533401, e-mail: vlada_sm@mail.ru

Smirnov O. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Electric Power Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 89129275192, e-mail: oleg_smirnov_1940@mail.ru

Vorobjeva S. V., Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89129275191, e-mail: svorobeva@mail.ru

УДК 5.55.553.9

ИССЛЕДОВАНИЕ ПО РАЗРАБОТКЕ ОБОРОТНОЙ ОЧИСТКИ СТОЧНОЙ ВОДЫ ВАХТОВОГО ПОСЕЛКА В РЕЗУЛЬТАТЕ КОМБИНАЦИИ МАГНИТНОЙ И ФИЗИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ АКТИВНОГО ХЛОРА

**A STUDY ON THE DEVELOPMENT OF RECYCLING SEWAGE TREATMENT
OF SHIFT CAMP AS A RESULT OF A COMBINATION OF MAGNETIC AND
PHYSICAL TREATMENT WITHOUT USAGE OF ACTIVE CHLORINE**

А. В. Двойникова, М. Н. Турнова

A. V. Dvoynikova, M. N. Turnova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: сточная вода; канализационные очистные сооружения; хлор; серебро; технологии; магнит

Key words: wastewater; sewage treatment plants; chlorine; silver; technologies; magnet

В районах Крайнего Севера расположены огромные запасы нефти и газа, поэтому развитие водоотведения в таких районах очень важно. Ни для кого не секрет, что условия строительства и эксплуатации сооружений водоотведения на Крайнем Севере отличаются от условий средней полосы. Они требуют непривычных методов строительства и, как следствие, больших материальных затрат, тем

самым превышая стоимость аналогичного строительства в средней полосе России в несколько раз. Внедрение новых технологий, совершенствование существующих систем водоотведения в северных районах страны, повышение устойчивости, надежности их работы, эффективности эксплуатации, простоты обслуживания и снижение стоимости строительства имеют большую практическую значимость.

Следует отметить, что комплексное изучение проблем коммунального водоснабжения и водоотведения населенных пунктов, расположенных в северной климатической зоне страны, на должном уровне не осуществлялось.

В работе будут рассмотрены очистные сооружения вахтового поселка, расположенного за полярным кругом в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

Географическое положение населенного пункта, мерзлотно-климатические и экономические факторы накладывают специфику на проектирование в нем системы водоснабжения. Как правило, в качестве дезинфекции сточных вод проводят хлорирование. Обеззараживание воды хлором является источником новообразования диоксинов. В условиях Крайнего Севера, когда сброс очищенных сточных вод производится в небольшие реки или закачивается в пласт вопрос экологии стоит крайне остро [1–4].

Цель работы — экспериментально разработать оборотную систему очистки бытовых сточных вод в вахтовом поселке в результате комбинации магнитной обработки и физической (посредством доочистки) без применения активного хлора.

Задачи проекта — провести исследования по определению загрязняющих веществ в бытовых сточных водах вахтового поселка согласно действующей нормативно-технической документации; сконструировать модель очистки сточных вод, в которой сочетаются магнитная обработка сточных вод и физические методы очистки; определить степень очистки сточной воды предложенными методами.

Нами были проведены исследования фотоколориметрическим методом по определению содержания концентрации загрязняющих веществ в сточной воде вахтового поселка. Данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Содержание концентрации загрязняющих веществ в сточной воде вахтового поселка

Наименование ингредиентов	Результаты анализа, мг/дм ³ С±Δ
Аммоний-ион	1,53 ± 0,31
Азот-аммонийный	1,46 ± 0,28
Азот-нитритов	0,654 ± 0,12
Хлорид-ион	49 ± 6
Железо общее	0,92 ± 0,18

Даже после обработки на очистных сооружениях сточная вода по нескольким показателям не соответствует требованиям для сброса в водоемы рыбохозяйственного значения.

Нами была сконструирована экспериментальная модель, которая позволила бы проводить исследования по доочистке сточной воды без применения активного хлора.

Эта модель состоит из электромагнитной мешалки, на которой установлена специальная емкость. Внутри емкости находится пористый фильтр с магнитным наплавлением.

Объект исследования — бытовая сточная вода. Предмет исследования — изменение показателей активности окислительно-восстановительного потенциала в бытовой сточной воде.

Потенциометрическим методом (иономером И-160) определялся показатель активности сточной воды до обработки на экспериментальной модели и после нее. На следующем этапе пробы исследуемой воды многократно (5 раз) в течение определенного количества времени (6 минут) подвергались воздействию магнитной обработки на экспериментальной установке.

Таблица 2

Результаты воздействия магнитного поля на пробы воды

Продолжительность обработки, мин	1-я проба, мВ	2-я проба, мВ	3-я проба, мВ
До обработки	173	165	169
6	223	215	220
12	246	239	244
18	257	251	253
24	259	257	266
30	259	259	260

Шестиминутный интервал воздействия магнитного поля на исследуемую пробу воды повышает активность окислительно-восстановительного потенциала (рисунок), а пористый фильтр с магнитным наплавлением удаляет мелкодисперсные загрязнения (табл. 2).

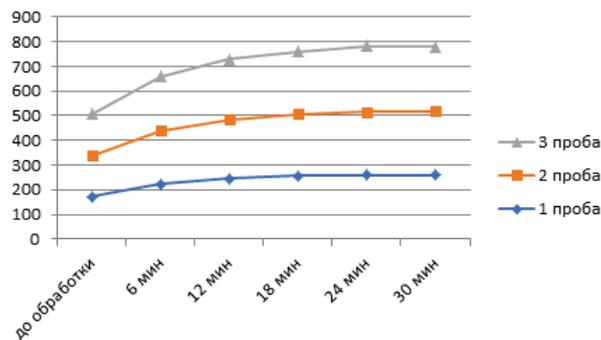


Рисунок. Изменение активности окислительно-восстановительного потенциала исследуемой пробы в процессе обработки

Таким образом, в результате магнитной обработки в исследуемых пробах:

- улучшены органолептические показатели воды (цветность в 2 раза);
- снижена концентрация катионов (аммония-ион — в 2 раза; азот-аммонийный — в 3 раза; азот-нитритов — в 1,2 раза; железо общее — в 2 раза);
- связана активность анионов, на примере хлоридов, в 6 раз.

Библиографический список

1. Алекберова В. В., Лобачева Е. Л. Глубокая очистка сточных вод химическими методами. – М.: Наука, 1977. – 110 с.
2. Гейвиц Э. И., Тавадзе З. Ш. Технологические параметры установок малой производительности физико-химической очистки сточных вод // Научные труды. АКХ. – 1979. – № 164. – С. 52–62.
3. Карелин Я. А. Биохимическая очистка сточных вод. – М.: Стройиздат, 1972. – 155 с.
4. Луценко Г. Н. Физико-химическая очистка городских сточных вод. – М.: Стройиздат, 1984. – 88 с.

Сведения об авторах

Двоиникова Анна Васильевна, к. т. н., доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89044915557

Турнова Мария Николаевна, студент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 79963202103

Information about the authors

Dvoynikova A. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89044915557

Turnova M. N., Student of the Department Technosphere Safety, Tyumen industrial University, Tyumen, phone: 79963202103

Информационные технологии, автоматизация и управление в нефтегазовой отрасли

УДК 62-52:681.2

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ РЕКТИФИКАЦИИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССА И ВИРТУАЛЬНЫХ АНАЛИЗАТОРОВ

MANAGEMENT OF OIL RECTIFICATION PROCESS BY USING OF MODELS
OF PROCESS AND VIRTUAL ANALYZERS

Л. Г. Тугашова, А. А. Гончаров

L. G. Tugashova, A. A. Goncharov

*Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск
Институт автоматики и процессов управления Дальневосточного отделения
Российской академии наук, г. Владивосток*

*Ключевые слова: переработка нефти; виртуальный анализатор;
показатели качества продуктов*

Key words: oil refining; virtual analyzer; product quality indicators

На установках атмосферно-вакуумной трубчатki (АВТ) осуществляется разделение нефти на фракции, различающиеся температурными пределами кипения. Основная задача переработки нефти — увеличение выхода светлых нефтепродуктов и улучшение качества нефтепродуктов. Этот вопрос, несмотря на протяженную историю своего исследования, по-прежнему остается актуальным. Например, в работах [1–3] приводятся решения по оптимизации режимов установок первичной переработки нефти.

Для улучшения глубины переработки нефти применяются деструктивные процессы. Например, в 2016 году на нефтеперерабатывающем комплексе «ТАНЕКО» достигнута глубина переработки нефти 94,6 % (в среднем по России — 74,2 %), выход светлых нефтепродуктов из нефти составил 85,8 %¹. Такие высокие показатели достигнуты благодаря пуску установки замедленного коксования на заводе «ТАНЕКО». Но строительство новых установок требует больших финансовых вложений. Другим вариантом решения задачи увеличения выхода светлых фракций и повышения качества нефтепродуктов является применение в автоматизированных системах управления (АСУТП) программной надстройки.

Анализ данных о показателях качества светлых нефтепродуктов нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) показывает, что разброс значений параметров качества большой. На рисунке 1 показана гистограмма распределения температуры конца кипения дизельного топлива, построенная по данным химико-аналитической лаборатории.

С помощью статической математической модели проведен анализ параметров, влияющих на качество получаемых нефтяных фракций. Для дизельного топлива отличаются требования по температурам кипения для летнего и зимнего периода.

¹АО «ТАНЕКО». Официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.taneco.ru>.

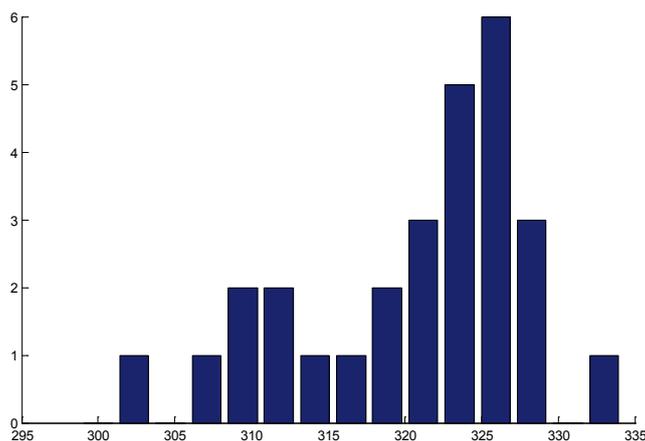


Рис. 1. Кривая распределения температуры конца кипения дизельного топлива

Температурный профиль является важным показателем работы, и его можно контролировать. По высоте колонны установлены температурные датчики. В таблице 1 приведены температурные профили атмосферной колонны при различных отборах от потенциала светлых фракций, полученные по статической модели. Температурный профиль соответствует температурам в кубе колонны *TW*, на тарелке отбора газойлевой фракции *TG*, на тарелке отбора дизельной фракции *TD*, верха колонны (бензиновой фракции) *TB*.

Таблица 1

Температурный профиль при различных отборах от потенциала

Отбор от потенциала	Температурный профиль, °С			
	<i>TW</i>	<i>TG</i>	<i>TD</i>	<i>TB</i>
1	343	309	241	136
0,9	353	313	246	137
0,8	359	315	248	141

Для усовершенствования управления атмосферной колонной НПЗ выбрано управление по модели, так как предлагаемое решение не требует дополнительных технических средств для существующей системы и реализуется как надстройка над существующей АСУТП посредством *OPC*.

С помощью статической математической модели [4] определяются температуры в секциях колонны, соответствующие требованию к качеству нефтяных фракций. Рассчитанные значения температур поступают в САР как задания.

Если на технологической установке при управлении по типовому решению управление качеством нефтепродуктов выполняется путем изменений температур по секциям колонны в зависимости от результатов анализов химико-аналитической лаборатории, то применение математической модели позволит рассчитать соответствующие температуры. Также следует отметить, что при переходе с зимнего топлива на летнее и наоборот увеличивается время выхода процесса на оптимальный температурный режим, вследствие чего происходит недобор дизельного топлива.

Задача управления процессом ректификации нефти заключается в поддержании температур на отборных тарелках и вверху колонны с целью повышения выхода светлых (бензиновой и дизельной) фракций.

В качестве критерия управления принимаем выход светлых фракций на нефть

$$\Phi = \sum (F1 + F2) \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $F1$ — выход бензиновой фракции на нефть, $F2$ — выход дизельной фракции на нефть.

Задаются требования к качеству светлых фракций (ограничения на температуры кипения), по статической модели рассчитываются задания по температурам в секциях колонны по критерию (1). САР, изменяя значения орошений, расходов фракций, поддерживают текущие значения температур равными заданным.

Основными управляемыми переменными являются расход острого орошения LT , расход перегретого водяного пара Z , расход дизельного топлива в отпарную колонну D . Задача управления процессом ректификации нефти может быть сформулирована следующим образом.

При заданных диапазонах возмущающих воздействий (расход нефти, поступающей в атмосферную колонну F) требуется найти такой вектор допустимых управлений $u = (D, Z, LT)$, при котором целевая функция достигает минимального значения [5]

$$S = \sum_{i=1}^m (T_i - T_{zi})^2, \quad (2)$$

где T_i, T_{zi} — текущие и заданные температуры отбираемых фракций; m — число точек температурного профиля (температура вверху колонны, дизельного топлива, мазута), выполняются связи в форме уравнений динамической модели и ограничения

- на температуру конца кипения бензиновой фракции $Tkkb$

$$166 \leq Tkkb \leq 178; \quad (3)$$

- на температуру начала кипения дизельного топлива $Tnkd$

$$170 \leq Tnkd \leq 200; \quad (4)$$

- на температуру конца кипения дизельного топлива $Tkkd$

$$302 \leq Tkkd \leq 357; \text{ (летнее)} \quad (5a)$$

$$288 \leq Tkkd \leq 325; \text{ (зимнее)} \quad (5b)$$

- на наложения (пересечения) соседних фракций

$$(Tkkb - Tnkd) \leq 15. \quad (6)$$

Задача оптимизации расхода острого орошения, расхода дизельного топлива, расхода перегретого водяного пара в колонну решается путем преобразования многомерной оптимизации с ограничениями в задачу безусловной многомерной оптимизации. Для решения применяется метод последовательного квадратичного программирования (SQP). Реализация метода SQP состоит из следующих основных этапов: корректировка матрицы Гессе для функции Лагранжа; решение подзадачи квадратичного программирования QP ; вычисление линейного поиска. Подзадача QP заключается в квадратичной аппроксимации функции Лагранжа.

Необходимо найти минимум функции

$$\min_x f(x)$$

при ограничениях.

Составляется функция Лагранжа

$$L(x, \lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(x), \quad (7)$$

где λ — множители Лагранжа; $g_i(x)$ — ограничения; m — число ограничений.

Необходимые условия минимума функции

$$\nabla f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla g_i(x) = 0, \quad (8)$$

$$\lambda_i g_i(x) = 0; \lambda_i \geq 0.$$

В *Matlab* метод *SQP* реализуется функцией *fmincon*.

Для достижения цели управления предлагается способ управления атмосферной колонной ректификации нефти, сочетающий сведение задачи управления отбором нефтепродуктов заданного фракционного состава к управлению температурным режимом установки и стабилизацию промежуточных параметров (температур на отборных тарелках и вверху колонны).

В предлагаемом способе управления по модели используется блок, выполняющий функции многосвязного регулятора, формирующий управляющие воздействия в результате решения задачи оптимизации с применением моделей, связывающих входные и выходные переменные. В результате обеспечивается поддержание контролируемых переменных (температур на отборных тарелках и вверху колонны) на заданных значениях при воздействии возмущений при отборах светлых фракций, близких к потенциалу, и при выполнении требований к качеству светлых фракций.

На рисунке 2 показана блок-схема алгоритма решения задачи управления. Алгоритм учитывает как контролируемое (измеряемое) возмущение (расход сырья), так и неизмеряемое датчиком возмущение (состав сырья). Алгоритм состоит в следующем. В блоке 1 осуществляется ввод измеренных управляющих и возмущающих параметров: расхода сырья, расхода дизельного топлива, расхода орошения, расхода перегретого пара. В этот же блок с частотой раз в сутки поступают данные химико-аналитической лаборатории (ХАЛ) установки из базы Excel: фракционный состав бензиновой фракции, дизельного топлива. Данные поступают с целью осуществления корректировки моделей в блоке 2. С учетом поступления новых лабораторных данных корректируются коэффициенты в зависимостях температур конца кипения дизельного топлива и бензиновой фракции и температуры начала кипения дизельного топлива от технологических параметров в уравнениях моделей виртуальных анализаторов.

При переходе с зимнего режима на летний и с летнего режима на зимний меняются требования к качеству дизельного топлива. Эти изменения (выбор ограничений (5а) или (5б)) осуществляются в блоке 3. В блоке 4 корректируются коэффициенты в аппроксимации истинных температур кипения (ИТК) нефти [6] в случае отклонения данных по фракционному составу нефти, поступающему из ХАЛ. При периодическом поступлении новых данных по фракционному составу нефти из ХАЛ коэффициенты в формуле аппроксимации ИТК пересчитываются с применением функции *Matlablsqcurvefit*. В ходе технологического процесса коэффици-

енты корректируются из условия минимума разности рассчитанной плотности сырья (нефти) ρ_m и измеренной на потоке плотности ρ

$$|\rho - \rho_m| \rightarrow \min, \quad (9)$$

$$\rho_m = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta P S_i}{\rho_i}},$$

где ρ_i — рассчитываемая плотность нефтяных фракций; $\Delta P S_i$ — потенциальное содержание нефтяных фракций.

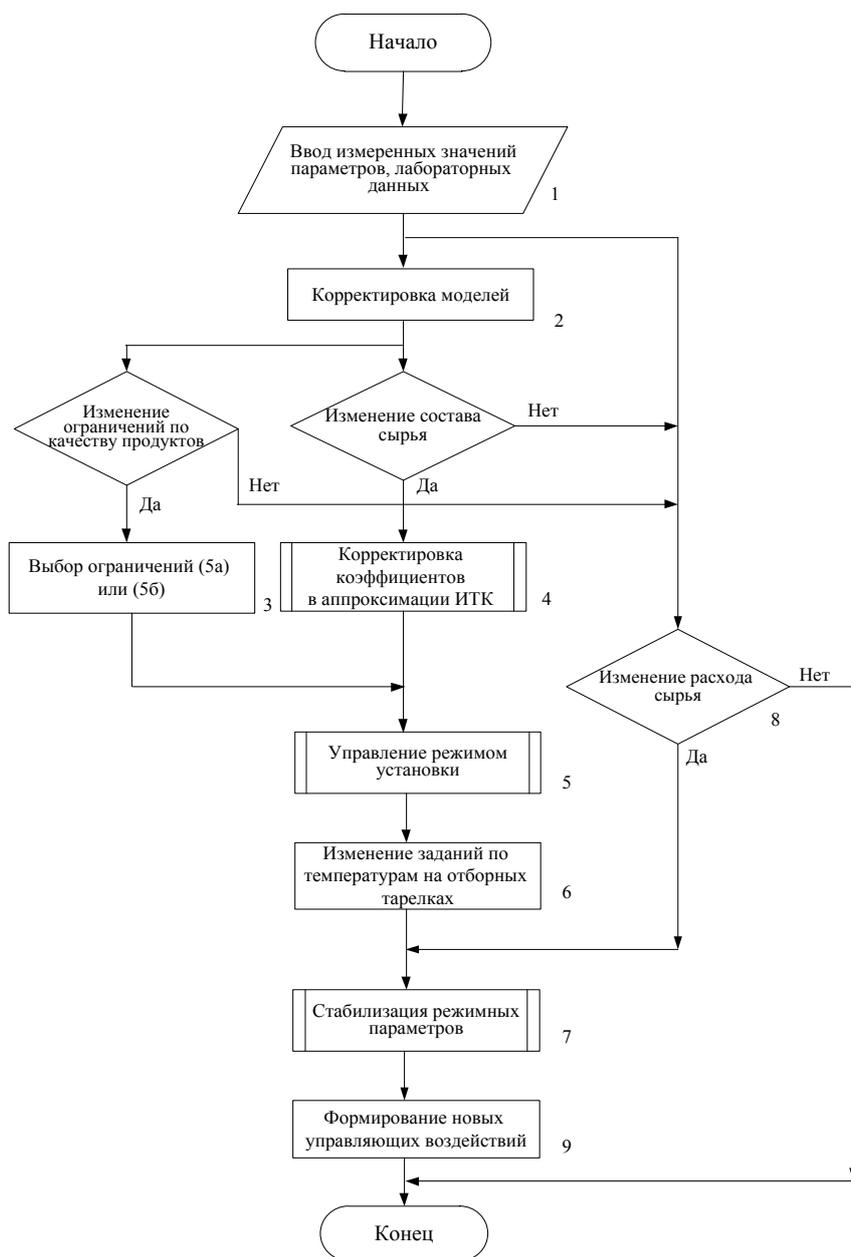


Рис. 2. Блок-схема алгоритма решения задачи управления

По скорректированной формуле ИТК нефти определяется потенциальное содержание нефтяных фракций. Следует отметить, что легкий бензин до установки предварительно отбирается, поэтому содержание фракций пересчитывается на отбензиненную нефть, поступающую на атмосферную установку малой мощности в качестве сырья. Затем по ИТК определяются физико-химические свойства фракций (ФХС) и доли отгона сырья, по зависимостям, приведенным в [6]. Знание ФХС фракций и доли отгона сырья (соотношение паровой и жидкой фаз сырья, плотности; молекулярные массы; количество теплоты и др.) необходимо при решении задачи управления в последующих блоках.

В блоке 5 по критерию управления (1) при выполнении уравнений статической модели [4], аппроксимации ИТК, а также ограничений (3)–(6) определяются оптимальные значения по температурам отбираемых фракций. В схеме используются ограничения вида (3)–(6), определенные из технологического регламента нефтеперерабатывающей установки [7].

В результате расчета этого блока получаем задания по температуре бензиновой фракции TB , дизельного топлива TD , мазута TM , соответствующих максимальному отбору светлых фракций. Задача управления относится к классу задач нелинейного программирования. Для ее решения применяется метод последовательного квадратичного программирования (SQP). Здесь, кроме ограничений на параметры нужно учитывать выполнение связей в форме уравнений статической модели и аппроксимации ИТК.

Задача решается в *Matlab* с применением функции, реализующей метод SQP

$$x = \text{fmincon}(@z1, x0, A, b, Aeq, beq, lb, ub, @nerav), \quad (10)$$

где $z1$ — целевая функция; $x0$ — начальные условия; A, b — линейные ограничения в виде неравенств; Aeq, beq — линейные ограничения в виде равенств; lb, ub — ограничения на переменные; $@nerav$ — нелинейные ограничения.

При решении этой задачи $z1(x)$ записывается как целевая функция в виде максимума суммы светлых фракций (1), x — это значения температур на отборных тарелках и вверху колонны TD, TM, TB . Значения $x0$ — это начальные значения параметров (то есть температур TB, TD, TM). Линейными ограничениями-неравенствами являются (3)–(6). Аргумент $@nerav$ обеспечивает учет нелинейных функций. В нашем случае здесь записываются статическая модель и аппроксимация ИТК с определением физико-химических свойств сырья и нефтяных фракций.

Критерий (1) записывается в *Matlab* следующим образом:

$$z1 = -(Mvf(1) + Mvf(2)). \quad (11)$$

Здесь $Mvf(1), Mvf(2)$ — это выход бензиновой и дизельной фракций на отбензиненную нефть, %. Знак минус поставлен, так как решается задача максимизации.

Оптимальные значения температур TB^*, TD^*, TM^* , вычисленные с помощью функции fmincon , передаются в блок 7. Стабилизация режимных параметров (блок 7) состоит в поддержании параметров (температур вверху колонны и на отборных тарелках) на заданных значениях в условиях воздействия возмущений (расхода сырья, блок 8).

При изменении расхода сырья или изменении заданий по температурам на отборных тарелках по критерию (2) с помощью динамической модели находятся расходы острого орошения, дизельного топлива, перегретого пара (управляющие воздействия), обеспечивающие минимум критерию (2) для текущего значения расхода сырья при выполнении ограничений (3)–(6).

Критерий (2) определяется в *Matlab* в виде

$$\text{reg} = \text{sum}((S1(:,2) - S2(:,2)).^2), \quad (12)$$

где $S1$ — заданные (оптимальные) значения температур; $S2$ — текущие значения температур.

Текущие значения температур $S2$ определяются М-файлом. Командой `sim('shema')` вызывается динамическая модель *Simulink*.

Динамическая модель ректификации [8] включает уравнения общего материального баланса, покомпонентного материального баланса, парожидкостного равновесия, теплового баланса с учетом циркуляционных орошений, отбора боковых нефтяных фракций, подвода перегретого пара, отвода воды.

Полученные значения расходов выдаются на исполнительные механизмы (блок 9). Алгоритм управления заканчивается формированием управляющих воздействий. При поступлении новых данных (из ХАЛ, изменения расхода сырья) осуществляется переход к блоку 1.

На рисунке 3 приведена функционально-структурная схема решения задачи управления.



Рис. 3. Функционально-структурная схема решения задачи управления

На технологической установке последовательность подключения следующая: датчики/исполнительные механизмы — кроссовый шкаф (промежуточный, клеммный) — входной/выходной модуль контроллера — контроллер — сетевой коммутатор — сервер технологического процесса — сетевой коммутатор — исторический модуль — сетевой коммутатор — OPC-сервер. На АРМ оператора информация идет с сервера технологического процесса — сетевой коммутатор — рабочая станция АРМ оператора.

Способ управления по модели обеспечивает увеличение отбора светлых нефтепродуктов с 44,2 до 46,8 % масс., а также снижение среднего квадратического отклонения (СКО) температур конца кипения светлых нефтепродуктов.

На рисунке 4 приведены диапазоны изменения температур конца кипения дизельного топлива.

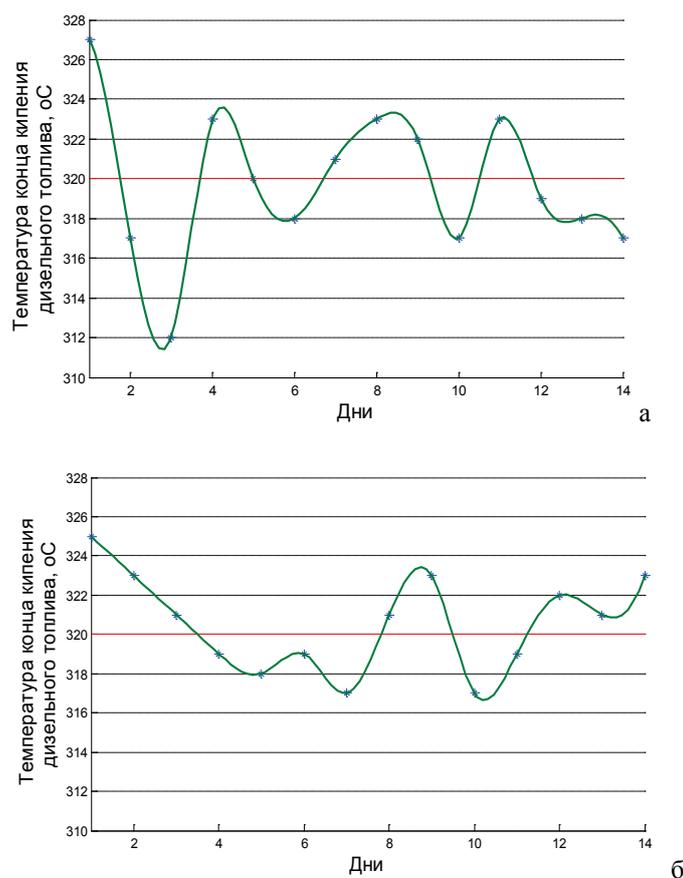


Рис. 4. Диапазоны изменения температур кипения дизельного топлива до (а) и после (б) управления по модели

На рисунке 4а показаны значения изменения температуры конца кипения дизельного топлива при управлении установкой по проектному решению, примененному в прошлый переходный период, а на рисунке 4б — этот же показатель за аналогичный период времени года, но при управлении по модели. При сравнении результатов видны снижение изменчивости температур конца кипения и отсутствие выхода параметра за заданные пределы. Рассчитанные значения СКО приведены в таблице 2.

Изменения температур конца кипения фракций

Показатель качества нефтепродукта	СКО при управлении по проекту	СКО при управлении по модели
Температура конца кипения дизельного топлива, °С	4,8107	2,5774
Температура конца кипения бензиновой фракции, °С	5,1866	2,3732

Таким образом, предложен способ и алгоритм управления атмосферной колонной ректификации нефти с применением математических моделей, позволяющий решить задачу максимизации отбора светлых нефтепродуктов при заданных ограничениях на фракционный состав. Разработана структура автоматической системы управления атмосферной колонной ректификации нефти малой мощности, использующая предложенный алгоритм управления, позволяющая без дополнительных технических средств реализовать систему как надстройку над существующей АСУТП посредством обмена данными с внешним приложением через протокол OPC. При испытании разработанной системы управления на действующей технологической установке отбор светлых фракций увеличился, снизились СКО температуры конца кипения бензиновой фракции и дизельной фракции.

Библиографический список

1. Основные решения и преимущества СУУТП компании Иокогава / М. Р. Хатимов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 5. – С. 92–95.
2. Кобринец В. П., Лихавицкий В. В. Проблемы оптимизации процесса первичной переработки нефти // Нефтехимический комплекс. – 2010. – № 1 (4). – С. 10–14.
3. Семикин К. В. Оптимизация режимных параметров колонны К-2 установки первичной переработки нефти // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). – 2013. – № 19 (45). – С. 78–79.
4. Тугашова Л. Г. Моделирование системы управления ректификационной колонной в среде Matlab // Новый университет. Серия: Технические науки. – 2016. – № 8–9 (54–55). – С. 18–24.
5. Тугашова Л. Г., Горшкова К. Л. Управление объектами переработки нефти по модели // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 78–82.
6. Затонский А. В., Тугашова Л. Г. Моделирование статического режима процесса ректификации с идентификацией состава и свойств нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6. – С. 109–116.
7. Технологический регламент на эксплуатацию секции 100 – АВТ с блоком стабилизации нефти нефтеперерабатывающей установки ТР-ТН-08-080-05-2015 // ОАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, НГДУ «Елховнефть», Елховское нефтеперерабатывающее управление, регламент разработан ОАО «Нефтехимпроект». – 2015. – 162 с.
8. Тугашова Л. Г., Алаева Н. Н. Динамическая модель процесса ректификации нефти // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство. Материалы Всеросс. науч.-практ. конф. Ч. 2 (28 марта–1 апреля 2016 г.). – Альметьевск: АГНИ, 2016. – С. 21–24.
9. Затонский А. В. Программные средства глобальной оптимизации систем автоматического регулирования. – М.: РИОР: Инфра-М, 2013. – 136 с.
10. Гартман Т. Н., Клушин Д. В. Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов: учеб. пособие для вузов. – М.: Академкнига, 2008. – 416 с.
11. Гайдук А. Р., Беляев В. Е., Пьявченко Т. А. Теория автоматического управления в примерах и задачах с решениями в Matlab. – СПб.: Лань, 2011. – 463 с.

Сведения об авторах

Тугашова Лариса Геннадьевна, старший преподаватель кафедры автоматизации и информационных технологий, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, тел: 8(8553)310151, e-mail: tugashova@yandex.ru

Гончаров Антон Александрович, младший научный сотрудник Института автоматизации и процессов управления Дальневосточного отделения Российской академии наук, г. Владивосток, e-mail: antalg@mail.ru

Information about the authors

Tugashova L. G., Senior Teacher at the Department of Automation and Information Technologies, Almet'yevsk State Oil Institute, phone: 8(8553)310151, e-mail: tugashova@yandex.ru

Goncharov A. A., Junior Researcher of Institute of Automation and Control Processes of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, e-mail: antalg@mail.ru

Рефераты Abstracts

УДК 624.131.431.2:622.14(571.121)

Учет термобарических условий при определении подсчетных параметров цеолитсодержащих пород продуктивных отложений месторождений Большехетской впадины. Гильманова Н. В., Ливаев Р. З., Зыкова В. А., Драганчук О. А., Титов Ю. В. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 6–13.

Для продуктивных цеолитсодержащих пластов были изучены особенности строения коллекторов с использованием описаний шлифов, РФА, фотографий РЭМ, гранулометрического состава, определения массовой доли карбонатов термовесовым методом, уточнения минеральной плотности пикнометрическим методом, изучения емкостных свойств в термобарических условиях при насыщении как керосином, так и водой и др. Установлено, что благодаря своим физико-химическим особенностям цеолиты оказывают заметное влияние на увеличение степени гидратации и наличие цеолитной воды; малую плотность и большую долю свободного объема в дегидратированных образцах; наличие в дегидратированных кристаллах однородных каналов с диаметрами молекулярных размеров. Показано, что для цеолитсодержащих пород наиболее достоверный результат может быть получен при использовании в расчетах сниженной плотности скелета и перехода к термобарическим условиям при оценке фильтрационно-емкостных свойств и УЭС.

Accounting thermobaric conditions when determining the counting parameters of zeolite-containing rocks of productive reservoirs of the Bolshekhetskaya depression fields. Gilmanova N. V., Livaev R. Z., Zikova V. A., Draganchuk O. A., Titov Yu. V.

The authors of the article have studied structural features of the reservoirs by using microsections descriptions, XRF, SEM photos, particle size distribution, determination of the mass fraction of carbonates by thermo gravimetric method, refinement of mineral density by pycnometric method, study of reservoir properties in the temperature and pressure conditions at saturation as kerosene and water and etc. It has been found that due to its physical and chemical characteristics zeolites have significant impacts on the increase in the degree of hydration and the presence of zeolite water; low density and a large fractional free volume of the dehydrated samples; the existence of similar channels with diameters of molecular dimensions in dehydrated crystals. It is shown that for zeolite-containing rocks the most reliable result can be obtained by using in the calculation of the reduced density of the skeleton and transition to thermobaric conditions in the evaluation of reservoir properties and resistivity.

УДК 550.834

Заглинизированная берриас-готеривская толща на Ямале и связанные с ней перспективные ловушки выклинивания. Куркин А. А., Янкова Н. В., Кузнецов В. И., Стуликов С. К. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 13–21.

В результате детальной сейсмической и скважинной корреляции неокомского интервала на юго-западе Ямала в составе ахской свиты была выделена берриас-раннеготеривская восходная толща, сложенная преимущественно морскими аргиллитами. Вдоль границы распространения толщи в виде сейсмических аномалий локализуются ловушки выклинивания пластов более поздних традиционных клиноформ западного падения на кровлю восходной толщи. Продуктивность этого типа неантиклинальных ловушек подтверждена бурением на ряде площадей.

Berriasian-Hauterivian shale sequence and associated pinch-out trap prospects of the Yamal Peninsula. Kurkin A. A., Yankova N. V., Kuznetsov V. I., Stulikov S. K.

Based on detailed seismic and well data interpretation, a Berriasian-Early Hauterivian voskhodnaya sequence of shale was distinguished as a part of Akhsкая suite in the south-west of the Yamal Peninsula. Subsequent conventional west dipping clinoforms are pinching-out on the top of the sequence, forming stratigraphic traps, characterized by seismic anomalies. Hydrocarbon prospectivity of the traps is proved by well tests.

УДК 556.8

Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Берегового нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Лазутин Н. К., Бешентцев В. А., Гудкова А. А. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 22–27.

Минимизация нежелательного техногенного воздействия производственных отходов является одной из важных проблем нефтегазовой отрасли. Захоронение сточных вод в глубокие водонесные горизонты — эффективный и распространенный метод утилизации промышленных стоков. Методами научного познания, такими как анализ, обобщение, в статье приводятся данные о гидрогеологических условиях захоронения сточных вод в сеноманский поглощающий горизонт на территории Берегового месторождения.

Hydrogeological conditions of wastewater burial in the territory of the Beregovoye oil and gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. Lazutin N. K., Beshentsev V. A., Gudkova A. A.

The minimization of unwanted technogenic impact is one of the important problems in oil and gas industry. Wastewater burial in deep aquifers is effective, widespread and the least polluting way to dispose of industrial wastes. The article presents methods of scientific knowledge (analysis, synthesis) data about hydrogeological conditions of wastewater burial in Cenomanian absorbing horizon in the territory of the Beregovoye field.

УДК 550.8.056

Привлечение результатов петрографического анализа шлифов при обосновании методики выделения коллекторов в условиях терригенных пород с вторичными процессами минералообразования (на примере одного из месторождений Восточной Сибири). *Мухидинов Ш. В., Беляков Е. О.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 28–35.

Предлагается альтернативный подход для обоснования граничных критериев выделения коллекторов, основанный на использовании разномасштабной информации. Его особенностью является комплексирование результатов петрографических анализов шлифов и петрофизических исследований керна, что позволило повысить достоверность определения эффективных толщин.

Involving the results of petrographic analysis of thin sections when justifying the methodology for isolating reservoirs in terrigenous rocks with secondary mineral formation processes (a study of one of the deposits in Eastern Siberia). *Mukhidinov Sh. V., Belyakov E. O.*

An alternative approach is proposed to justify the boundary criteria for the allocation of reservoirs based on the use of multiscale information. Its feature is the integration of the results of petrographic analyzes of thin sections and petrophysical studies of the core, which made it possible to increase the reliability of determining the effective thicknesses.

УДК 556.3(571.1)

О вертикальной гидродинамической зональности Ямало-Карской депрессии (северные районы Западной Сибири). *Новиков Д. А.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 35–42.

Приводятся результаты изучения гидродинамической зональности нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии, расположенной в северных районах Западно-Сибирского мегабассейна. В исследуемом регионе развиты два типа природных водонапорных систем: элизионная (геостатическая и геодинамическая) во внутренних областях и инфильтрационная во внешних прибортовых. Установлены области пьезоминимумов, протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа (Большехетская и Карская мегасинеклизы), которые соотносятся с крупнейшими зонами нефтегазонакопления (Ванкор-Сузунская, Бованенковская, Уренгойская и другие).

Vertical hydrodynamic zoning of the Yamal-Kara depression (northern areas of Western Siberia). *Novikov D. A.*

The article presents the study results of hydrodynamic zoning of hydrocarbon reservoirs of the Yamal-Kara depression located in the north West Siberian megabasin. The study area has two types of natural water-driven systems: expelled system (geostatic and geodynamic) in the basin centre and infiltration system in the basin margins. Piezominimum zones extending along the main oil and gas seeps (Bolshayakheta and Kara megasynclises) have been found that correspond to the largest petroleum plays (Vankor-Suzunskaya, Bovanenkovskaya, Urengoiskaya and others).

УДК 551.34

Термомеханическая модель определения устойчивости склонов криолитозоны. *Хабидуллин И. Л., Нигаметьянова Г. А.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 42–48.

Предложена модель для оценки устойчивости склонов криолитозоны, которая включает механическую и теплофизическую составляющие. Разработанная модель определения устойчивости склонов в процессе протаивания многолетнемерзлых пород позволяет оценить коэффициент устойчивости склонов в зависимости от времени и множества параметров: теплофизических и механических свойств слагающих склон грунтов, составляющих радиационного баланса, экспозиции и угла наклона склона и т. д.

Thermomechanical model for determining the stability of the permafrost zone slopes. *Khabibullin I. L., Nigametjanova G. A.*

The authors of the article propose a model for determining the stability of the permafrost zone slopes, which includes mechanical and thermophysical components. The developed model for determining the stability of slopes in the process of thawing permafrost allows assess slope stability factor depending on the time and the set of parameters: thermal and mechanical properties of soil making up the slope, the components of the radiation balance, the exposure, and the angle of slope, etc.

УДК 622.691.553

Подземные хранилища газа, общая классификация. *Арсан Ш. А., Ягафаров А. К., Ваганов Ю. В.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 48–52.

Представлена общая информация о подземных хранилищах газа (ПХГ). Предложены классификация подземных хранилищ газа по режиму работы и их назначению, а также общая классификация ПХГ.

General classification of Underground Gas Storages. *Arsan Sh. A., Yagafarov A. K., Vaganov Yu. V.*

The article contains general information about Underground Gas Storages (UGS). The classification of Underground Gas Storage facilities is suggested, according to the operating regime and their purpose, as well as general classification of UGS.

УДК 622.276.8

Исследование защитных свойств втулок от внутренней коррозии сварных швов внутрипромысловых трубопроводов. *Галикеев Р. М., Тайчинов Р. Р., Грачев С. И.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 53–56.

При эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов наиболее уязвимыми местами являются сварные соединения трубопровода. С целью исследования защитного эффекта были проведены испытания на способность втулки защитить сварной шов от коррозии сварного соединения в коррозионно-активной среде.

Investigation of protective properties of sleeves from internal corrosion of welding sewings of infield pipelines. *Galikeev R. M., Taychinov R. R., Grachev S. I.*

The most vulnerable places of infield pipelines in operating are the welded joints of the pipeline. In order to study the protective effect authors of the article carried out tests on ability of the sleeve to protect welding sewing from corrosion of the welded joint in a corrosive medium.

УДК 622.276

Оценка влияния подстилающих вод на разработку пласта высоковязкой нефти ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения с помощью гидродинамических исследований скважин. *Коваленко И. В., Сохошко С. К., Листойкин Д. А.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 57–63.

Представлен опыт по изучению системы разработки горизонтальных скважин с высоковязкой нефтью и сложным геологическим строением (наличие газовой шапки и подошвенных вод) на стадии опытно-промышленных работ и запуска в промышленную эксплуатацию месторождения. Основной упор в работе сделан на оценку влияния аквифера с помощью методов гидродинамических исследований скважин.

Evaluation of the influence of the underlying waters for developing of heavy oil reservoir PK₁₋₃ of the Vostochno-Messoyakhskoye oil field by using well tests. *Kovalenko I. V., Sokhoshko S. K., Listoykin D. A.*

The article presents the experience in the stage of experimental industrial exploitation and industrial exploitation of the field with a system for the development of horizontal wells with non-standard oil properties (high oil viscosity) and complex geological structure (gas cap and aquifer). The focus of the article is on the estimation of aquifer activity by using well tests.

УДК 622.279.7

Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири. *Парфирьев В. А., Палеев С. А., Закиров Н. Н., Ваганов Ю. В.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 63–68.

Приводится анализ строительства нефтяных скважин на месторождениях Восточной Сибири. Дана характеристика геологического разреза, оказывающего влияние на качество строительства нефтяных скважин, в частности, приведены осложнения, с которыми приходится сталкиваться в процессе проводки ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну. На основании опыта строительства скважин, а также теоретических изысканий совместно с лабораторными исследованиями разработан буровой раствор, позволяющий сохранять естественную проницаемость продуктивного пласта В₁₀ на Алинском месторождении.

Multisalt biopolymer mud for well construction at fields with terrigenous reservoir in Eastern Siberia. *Parfiryev V. A., Paleyev S. A., Zakirov N. N., Vaganov Yu. V.*

The article presents the analysis of well construction at fields of Eastern Siberia. It contains the characteristics of geological profile, affecting qualities of well construction, especially drilling hazards during wellbore passage through casing string. On the basis of theoretical studies, lab researches and experience of well construction the new drilling mud providing natural permeability of productive formation В₁₀ on the Alinskoe field was developed.

УДК 622.276

Применение переменной проводимости поврежденной трещины и оптимизация. *Фаик С. А., Саранча А. В.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 68–74.

В работе представлены результаты изменения или неравномерности проводимости (ширины, проницаемости или обеих профилей) в трещине. Это позволяет использовать этот метод для прогнозирования продуктивности и не только. Использование средней проводимости трещин для

представления эквивалентного постоянного значения показало, что это хорошо работает для высокой проводимости, уменьшает проводимость эллипсоидальных или клиновидных трещин с максимальной проводимостью ствола скважины. Для перевернутых клиновых трещин (проводимость в скважине меньше среднего) эффективность трещины будет значительно снижена, а средняя проводимость значительно переоценит эффективное значение. Кроме того, для низкопроводимых трещин в скважине эквивалентная проводимость взвешивается больше в сторону максимальной проводимости скважины, чем к среднему значению. Также представлена оптимальная проводимость трещин (и их размеров) для заданного количества проппанта с целью максимизировать производительность.

Performance of the variable conductivity damaged fracture and fracture optimization. *Faiq S. A., Sarancho A. V.*

The article presents the results of the variable or non-uniform conductivity (width, permeability or both profiles) in the fracture. This allows predict performance of damaged fracture, and so on. Usage the average conductivity of fractures to represent an equivalent constant value has shown that it works well for high conductivity, reduces conduction (i.e. ellipsoidal or wedge-shaped fractures) with maximum conductivity in the wellbore. For inverted wedge cracks (conductivity in the well is less than an average) the fracture efficiency will be significantly reduced, and the average conductivity will greatly overestimate the effective value. Moreover, for low-conductivity fractures in the well the equivalent conductivity is weighed more relative to the value of the well than the average. Also the article presents the optimal conductivity of fractures (and fracture sizes) for a given amount of proppant to maximize productivity.

УДК 622.24.053

Повышение долговечности буровых трехшарошечных долот. *Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Филлимонов О. В.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 74–79.

Был экспериментально проверен и внедрен в производство контроль процесса базирования долота в патроне путем измерения зазора между рабочей поверхностью ограничительного кольца и калибрующей поверхностью шарошки с целью повышения точности изготовления долот. Долота, имеющие диаметр, близкий к нижнему предельному значению, могут быть обработаны в патроне с ограничительным кольцом уменьшенного диаметра. Разновысотность шарошек уменьшена в результате внедрения в производство метода групповой взаимозаменяемости секций по высоте, измеренной в направлении, параллельном оси долота.

The increase in drilling durability of tricone bits. *Habibullin M. Ya., Suleymanov R. I., Filimonov O. V.*

The process of location error the bit in the chuck was verified experimentally and put into production by measuring the gap between the working surface of the limiting ring and the calibrating surface of the cutter to improve the accuracy of the bit production. Bits having a diameter close to the lower limit value can be processed in a cartridge with a restrictive ring of reduced diameter. The height of cutters is reduced as a result of introduction into production of the method of group interchangeability of sections in height, measured in a direction parallel to the axis of the bit.

УДК 539.3:622.243

Критериальный подход к расчетам длительной устойчивости стенок скважины. *Шипилова О. А., Шафиева С. В.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 79–84.

В работе рассматривается возможность применения критерия кратковременной прочности Кулона — Мора к расчетам длительной устойчивости открытых стволов нефтяных скважин. Проведен сравнительный анализ результатов расчета длительной и кратковременной прочности на основе многоугольников устойчивости.

Criterial method of calculations of long-term stability of the borehole. *Shipilova O. A., Shafieva S. V.*

The article examines the possibility of applying the Mohr — Coulomb short-term strength criterion to the calculations of long-term stability of open oil wells. The results of calculation of long-term and short-term strength on the basis of the polygon of stability are analyzed.

УДК 519.63+533.6

Численные расчеты энергетических характеристик при моделировании выхода на стационарный режим искусственного торнадо. *Волков Р. Е., Обухов А. Г., Терехова Н. В.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 84–92.

Приведены результаты численных экспериментов, моделирующих различные способы выхода на стационарный режим восходящего закрученного потока воздуха в искусственно созданном торнадо. Рассчитаны значения полной кинетической энергии и кинетической энергии вращательного движения потока, приведены найденные функциональные зависимости его энергетических характеристик от времени. Кроме того, определено время разгона при различных способах выхода закрученного потока на стационарный режим функционирования.

Numerical calculations of energy characteristics for simulation the steady-state output of an artificial tornado. *Volkov R. E., Obukhov A. G., Terekhova N. V.*

The article deals with the results of numerical experiments simulating various ways of reaching the steady-state regime of an ascending swirling air flow in an artificially created tornado. The values of the total kinetic energy and kinetic energy of the rotational motion of the flow are calculated, and the functional dependences of its energy characteristics on time are found. In addition, the acceleration time is determined for various methods of outputting a swirling flow to a stationary mode of operation.

УДК 621.35

Структурные особенности процесса электролитического хромирования при восстановлении изношенных деталей. Ковенский И. М., Малыш С. В., Поветкин В. В. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 92–97.

С позиций зонной теории полупроводников рассмотрены процессы, протекающие на границе металл — электролит при хромировании деталей с неоднородной структурой. Установлено сходство процессов в системах металл — полупроводник и металл — электролит. Обоснована методика оценки качества подготовки поверхности детали к электролитическому хромированию по результатам измерения разброса значений термо-эдс.

Structural peculiarities of the process of electrolytic chromium plating in restoration of worn parts. Kovenskiy I. M., Malysh S. V., Povetkin V. V.

Processes occurring at the metal-electrolyte interface in chrome plating of parts with an inhomogeneous structure have been considered from the standpoint of the band theory of semiconductors. Similarity of processes in the systems metal — semiconductor and metal — electrolyte has been established. A technique for estimating the quality of surface preparation of worn parts for electrolytic chromium plating based on the results of measuring the spread of thermal EMF values has been validated.

УДК 621.9.022:621.791.927

Формирование структуры нитридных покрытий, повышающих износостойкость твердосплавных пластин. Парфёнов В. Д., Закиров Н. В. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 97–100.

Показаны растровое электронное микрофотографирование микроструктуры поверхности покрытий из нитридов титана и циркония на режущих пластинах и формирование их структуры. Повышение износостойкости твердосплавных режущих пластин за счет нанесения вакуумно-плазменных нитридных покрытий объясняется изменением ряда свойств контактных поверхностей инструмента.

Formation of the structure of nitride coatings increasing the wear resistance of carbide inserts. Parfenov V. D., Zakirov N. V.

The article shows the raster electron microphotography of the microstructure of the surface of coatings made of titanium and zirconium nitrides on cutting inserts and the formation of their structure. The increase in wear resistance of carbide cutting inserts due to the application of vacuum plasma nitride coatings is explained by the change in a number of properties of the contact surfaces of the tool.

УДК 621.438:622.691.4.052.006

Адаптация приведенных характеристик нагнетателей природного газа к техническому состоянию машин. Перевощикова С. И. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 100–105.

Приводится методика перевода приведенных характеристик нагнетателей из используемого в настоящее время графического вида в аналитический. Такое представление характеристик позволяет автоматически корректировать их по результатам параметрической диагностики нагнетателей и использовать для автоматического управления режимами работы газоперекачивающих агрегатов. Использование приведенных характеристик в их адаптивном аналитическом варианте в рамках автоматической системы управления технологическими процессами придает газоперекачивающим агрегатам свойства саморегулируемых систем, способных автоматически выбирать наиболее рациональные для них режимы работы, соответствующие текущему техническому состоянию машин.

Adaptation of the given characteristics of natural gas blowers to the technical state of machines. Perevoschikova S. I.

The article deals with the technique of transferring of blower's characteristics from the graphic type to the analytical. This representation of the characteristics allows correct them automatically by the results of parametric diagnostics of blowers and use them for automatic control of the gas-pumping unit operation modes. Usage of these characteristics furnishes the gas-pumping units with the properties of self-regulating systems.

УДК 665.662.2:665.662.24

Газовый конденсат как источник получения дизельного топлива. Глазунов А. М., Мозырев А. Г., Гуров Ю. П., Запорожан Д. В. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 106–112.

В статье освещены исследования по получению дизельного топлива из остатка газового конденсата с использованием адсорбционного метода.

The gas condensate as the source of diesel fuel. *Glazunov A. M., Mozyrev A. G., Gurov Yu. P., Zaporozhan D. V.*

The article deals with studies diesel fuel from the remainder of gas condensate by using the adsorption method.

УДК 539.62:553.982

Состав и структура высоковязких нефтей различных месторождений. *Манжай В. Н., Кульшикина С. Г., Чеканцева Л. В., Яценко И. Г.*. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 112–118.

В работе представлены результаты исследований образцов нефти нескольких месторождений, содержащих различные количества асфальтенов, смол и парафинов. Установлено, что все образцы нефти являются неньютоновскими жидкостями и обладают псевдопластичными свойствами. По результатам экспериментальных исследований, проведенных методом ротационной вискозиметрии, рассчитаны размеры сложных структурных единиц нефти при различных скоростях сдвига.

Composition and structure of high-viscosity oils from various deposits. *Manzhai V. N., Kulyshkina S. G., Chekantseva L. V., Yashchenko I. G.*

The article presents the results of investigations of oil samples from various deposits. The samples contain asphaltenes, resins and paraffins in different concentrations. It is established that all oil samples are non-Newtonian fluids and they have pseudoplastic properties. Due to the results of experiments, which were carried out by the method of rotational viscosimetry, size of complex structural units of oils at various sliding velocities was calculated.

УДК 543.422:665.76

Контроль высокооктановых топлив и состава некоторых электрообработанных растворов. *Варехов А. Г., Смирнова В. О., Смирнов О. В., Воробьева С. В.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 119–121.

Приведен анализ безмоторных методов измерения октанового числа бензинов. Сообщается об устройстве для измерения октанового числа и результатах контроля состава стоков производства.

Control of high-octane fuel and composition of some electrotreated solutions. *Varekhov A. G., Smirnova V. O., Smirnov O. V., Vorobjeva S. V.*

The article deals with an analysis of non-motor methods for measuring the octane number of gasoline. The authors report a device for measuring the octane number and the results of controlling the composition of the effluents of production.

УДК 5.55.553.9

Исследование по разработке оборотной очистки сточной воды вахтового поселка в результате комбинации магнитной и физической обработки без применения активного хлора. *Двойникова А. В., Турнова М. Н.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 121–123.

Исследована разработка оборотной очистки сточной воды вахтового поселка в результате комбинации магнитной и физической обработки без применения активного хлора.

A study on the development of recycling sewage treatment of shift camp as a result of a combination of magnetic and physical treatment without usage of active chlorine. *Dvoynikova A. V., Turnova M. N.*

The article deals with the development of reverse sewage purification of the shift camp as a result of a combination of magnetic and physical treatment without usage of active chlorine.

УДК 62-52:681.2

Управление процессом ректификации нефти с применением моделей процесса и виртуальных анализаторов. *Тугашова Л. Г., Гончаров А. А.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 124–132.

Рассматривается реализация управления атмосферной колонной с использованием динамической модели ректификации. Определены критерии управления. Выбран метод решения задачи оптимизации. Управление температурами обеспечивает заданное качество нефтепродуктов при отборе светлых фракций соответствующему отбору от потенциала.

Management of oil rectification process by using of models of process and virtual analyzers. *Tugashova L. G., Goncharov A. A.*

The article considers the management of an atmospheric column by using of dynamic rectification model. The criteria of management are defined. The method the optimization is chosen. Management of temperatures provides the set quality of oil products at light fractions selection corresponding selection from potential.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Новосёлов Владимир Васильевич — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Быков Игорь Юрьевич — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Владимиров Альберт Ильич — доктор технических наук, профессор, президент, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Грачев Сергей Иванович — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Дмитриев Аркадий Николаевич — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Прикладная геофизика», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Долгушин Владимир Вениаминович — доктор технических наук, профессор кафедры «Станки и инструменты», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Емекеев Александр Александрович — доктор экономических наук, профессор, ректор ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Зейгман Юрий Вениаминович — доктор технических наук, профессор, зав. каф. «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Земсков Юрий Дмитриевич — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Кузеев Искандер Рустемович — доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Технологические машины и оборудование», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Мартынов Виктор Георгиевич — доктор экономических наук, профессор, ректор НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Нестеров Иван Иванович — член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Рогачев Михаил Константинович — доктор технических наук, профессор, декан нефтегазового факультета, ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Силин Михаил Александрович — доктор химических наук, профессор, первый проректор по стратегическому развитию НИУ «Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина»

Цахадая Николай Денисович — доктор технических наук, профессор, ректор, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Череповицын Алексей Евгеньевич — доктор экономических наук, профессор, зав. кафедрой «Организация и управление», ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

EDITORIAL BOARD

Novoselov Vladimir Vasilyevich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO « Industrial University of Tyumen»

Bykov Igor Yuryevich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VPO «Ukhta State Technical University», professor of the chair «Machines and equipment of oil and gas industry»

Vladimirov Albert Ilyich — Doctor of Engineering, professor, NIU RGU, «Russian State University of oil and gas named after I. M. Gubkin», president

Grachev Sergey Ivanovich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO « Industrial University of Tyumen», head of the chair «Development and operation of oil and gas fields»

Dmitriyev Arkady Nikolaevich — Doctor of Geology and Mineralogy, professor FGBOU VO « Industrial University of Tyumen», professor of the chair «Applied Geophysics»

Dolgushin Vladimir Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO « Industrial University of Tyumen», professor of the chair «Machines and tools»

Emekееv Alexander Aleksandrovich — Doctor of Economics, professor GBOU VPO «Almetievsk State Petroleum Institute», rector

Zeigman Yury Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University», head of the chair «Development and operation of oil and gas fields»

Zemenkov Yury Dmitriyevich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO « Industrial University of Tyumen», head of the chair «Transport of hydrocarbon resources»

Kuzeev Iskander Rustemovich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO « Ufa State Petroleum Technological University », head of the chair «Technological machines and equipment»

Martynov Victor Georgiyevich — Doctor of Economics, professor, NIU «Russian State University of Oil and Gas named after I. M. Gubkin», rector

Nesterov Ivan Ivanovich — Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, doctor of geological and mineralogical sciences, FGBOU VO « Industrial University of Tyumen», professor of the chair «Geology of oil and gasfields»

Rogachyov Mikhail Konstantinovich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VPO «National University of Minerals «Gorny», dean of Oil and gas faculty

Silin Mikhail Aleksandrovich — Doctor of Chemistry, professor, NIU RGU «Russian State University of Oil and Gas named after I. M. Gubkin», first vice rector for strategic development

Tskhadaya Nikolay Denisovich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VPO «Ukhta State Technical University», rector

Cherepovitsyn Alexey Evgenyevich — Doctor of Economics, professor, FGBOU VPO «National University of Minerals «Gorny», head of the chair «Organization and management»

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на плагиат и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Рукопись представляется в редакцию в виде файла (записанного на CD-диск либо отправленного документом через электронную почту), набранного с использованием редактора Microsoft Word.

- Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта 11 пт (Times New Roman), интервал одинарный, абзац 0,5 см.

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation. Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном CD-диске, не содержащем посторонней информации.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- заглавие статьи, ключевые слова (не более 8 слов) — на русском и английском языках;
- реферат, кратко излагающий основное содержание рукописи, объемом до 500 знаков — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

В заглавии статьи указываются индекс УДК; название статьи (не более 8–9 слов); инициалы и фамилии авторов; наименование учреждения, откуда исходит рукопись.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение; объект и методы исследования; экспериментальная часть/постановка эксперимента; результаты; выводы; приложения; библиографический список. Объем статьи 5–10 страниц.

- **Введение.** Формулируется актуальность исследования, описывается объект исследования. Приводится обзор литературы, подтверждающий отсутствие в литературных источниках решения данной задачи и называющий предшественников, на исследованиях которых базируется работа. Определяются цель и задачи исследования.

- **Объект и методы исследования**

- **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

- **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

- **Библиографический список.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»), оформляются согласно ГОСТ Р 7.0.5 2008.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования.

Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей аспирантов не взимается.

[Перепечатка материалов или их фрагментов возможны только с письменного разрешения редакции.](#)
[Ссылка на научно-технический журнал «ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!](#)

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for plagiarism and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on CD-ROM or through e-mail).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 15pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indention — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate CD-ROM that doesn't contain outside information.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.
 - The abstract (less than 150 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.
 - Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and in English.
8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article is 5—10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.
- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.
- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.
- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.
- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.
- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.
- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.
- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References to the literature are presented in the text in square brackets (for example «as mentioned in [9, 10]») according to Russian National Standard R 7.0.5 2008.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts of graduate students is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
«HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS. NEF'T I GAZ»
is absolutely necessary!**

Подписано в печать 26.02.18. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 9,78. Усл. печ. л. 12,60. Тираж 500. Заказ № 1120
Центр развития публикационной активности
федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.