

Министерство образования и науки РФ
ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

НЕФТЬиГАЗ

Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.

3 (129)

Май — июнь 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. Емеев, А. Н. Емелюшин, Ю. В. Зейгман, Ю. Д. Земенков, И. М. Ковенский,
И. Р. Кузеев, В. Г. Мартынов, И. И. Нестеров, В. В. Поветкин,
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

3 (129)

May — June 2018

Registration Certificate of SMI PI №77–14120
Issued in December 9, 2002 by the 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, A. N. Emelyushin, Yu. V. Zeigman, Yu. D. Zemenkov, I. M. Kovenskiy,
I. R. Kuzeev, V. G. Martynov, I. I. Nesterov, V. V. Povetkin,
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

© Federal State Budgetary Educational
Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», 2018

Содержание
Contents

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

Вашурина М. В., Русакова Ю. О., Храмцова А. Л. <i>Vashurina M. V., Rusakova Yu. O., Khramtsova A. L.</i> Прогноз состояния пресных подземных вод в условиях интенсивного нефтяного освоения Западной Сибири <i>Prognosis evaluation of fresh groundwater in conditions of intensive petroleum development of Western Siberia</i>	7
Лазутин Н. К., Бешенцев В. А., Бешенцева О. Г. <i>Lazutin N. K., Beshentsev V. A., Beshentseva O. G.</i> Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Северо-Уренгойского месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона <i>Hydrogeological conditions of wastewater disposal in the territory of the North-Urengoysskoye gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region</i>	13
Оксенойд Е. Е. <i>Oksenoyd E. E.</i> Характеристика минерально-вещественного состава пород баженовского горизонта в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна <i>Characteristic of mineral and matter composition of Bazhen rocks from the central portion of the West Siberian basin</i>	20
Олейник Е. В. <i>Oleynik E. V.</i> Зоны аномального строения баженовской свиты в связи с нефтегазоносностью неокомских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры <i>Areas of abnormal structure of Bazhenov formation in connection with the oil and gas bearing of Neocomian deposits in the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra</i>	29
Родивилов Д. Б., Кокарев П. Н., Мамяшев В. Г. <i>Rodivilov D. B., Kokarev P. N., Matyashev V. G.</i> Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты и критерии его выделения <i>Non-traditional reservoir of the Lower-Berezovskaya subformation and its searching criteria</i>	37
 <u><i>Бурение скважин и разработка месторождений</i></u> <i>Drilling of wells and fields development</i> 	
Арсан Ш. А., Ягафаров А. К., Ваганов Ю. В. <i>Arsan Sh. A., Yagafarov A. K., Vaganov Yu. V.</i> Детальная классификация подземных хранилищ газа <i>Detailed classification of Underground Gas Storage facilities</i>	44

Коваленко И. В., Сохошко С. К. <i>Kovalenko I. V., Sokhoshko S. K.</i>	
Моделирование разработки нефтяных оторочек многопластового залегания	50
<i>Modeling of the oil rims development of multi-zone oil rim reservoir</i>	
Овчинников В. П., Овчинников П. В., Аксенова Н. А., Герасимов Д. С., Рожкова О. В., Полищук С. Т. <i>Ovchinnikov V. P., Ovchinnikov P. V., Aksenova N. A., Gerasimov D. S., Rozhkova O. V., Polishchuk S. T.</i>	
Геолого-технические особенности залегания баженовских отложений месторождений Западной Сибири и оптимизация свойств буровой промывочной жидкости для их вскрытия	54
<i>Geological and technical features of Bazhenov formation in the territory of Western Siberia fields and the optimization of completion drilling fluid properties counter flow imbibition problem</i>	
Телегин И. Г., Бочаров О. Б. <i>Telegin I. G., Bocharov O. B.</i>	
Влияние вида функциональных параметров математической модели на решение задачи о противоточной капиллярной пропитке	63
<i>Mathematical model functional parameters influence on the solutions of counter flow imbibition problem</i>	
Фаик С. А., Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин <i>Faiq S. A., Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen</i>	
Определение распределения дебита вертикальной скважины с трещиной ГРП конечной проводимости	69
<i>Prediction of the transient behavior of hydraulic fractured vertical well with finite conductivity</i>	
Филиппов А. И., Ковальский А. А., Кабиров И. Ф. <i>Filippov A. I., Kovalskiy A. A., Kabirov I. F.</i>	
Поле пористости карбонатного пласта на этапе выдержки при циклическом кислотном воздействии	74
<i>Mathematical model of collector porous fields at stage of extraction under cycle-acid effects</i>	
Хабибуллин М. Я., Петров В. А., Петрова Л. В., Хабибуллина Р. Г. <i>Khabibullin M. Ya., Petrov V. A., Petrova L. V., Khabibullina R. G.</i>	
Исследование процессов поглощения волн давления от закачиваемых жидкостей в структуре горной породы	80
<i>Study of absorption of pressure waves from injected fluids in the rock structure</i>	
<u>Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта</u>	
<i>Designing, construction and operation of pipeline transport system</i>	
Воронин К. С., Григорьева П. В., Черенцов Д. А. <i>Voronin K. S., Grigorieva P. V., Cherentsov D. A.</i>	
Методы оценки стоимости сооружения участка трубопровода при выборе трассы	87
<i>Methods of estimation of the pipeline construction cost when choosing its route</i>	

- Марков Е. В.**
Markov E. V.
Методика обеспечения инженерной защиты от морозного пучения подземных магистральных трубопроводов с помощью грунтовой подушки 91
Procedure of providing engineering protection from frost heaving of underground trunk pipelines by the soil bed

Информационные технологии, автоматизация и управление в нефтегазовой отрасли

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

- Хамидуллин Р. И.**
Khamidullin R. I.
Основные концепции разработки математической модели бизнес-процесса сметных расчетов строительства вспомогательных нефтегазовых объектов 102
Main concepts for the development of a mathematical model for the business process of budget estimates for the construction of auxiliary oil and gas facilities

Машины, оборудование и обустройство промыслов

Machinery, equipment and field construction

- Валеев М. Д., Габдрахимов М. С., Зарипова Л. М., Зарипов А. К.**
Valeev M. D., Gabdrakhimov M. S., Zaripova L. M., Zaripov A. K.
Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов 108
Statistical linkage between the non-equilibrium characteristics of oils and the content of paraffin hydrocarbons in them

- Галинский А. А., Прошин В. С., Кусков В. Н.**
Galinsky A. A., Proshin V. S., Kuskov V. N.
Исследование структуры и свойств высокохромистого комплексно легированного наплавочного сплава чугуна, работающего в условиях значительных нагрузок и повышенных температур 113
Study of the structure and properties of high-chromium complex legated surfacing cast iron alloy operating under significant loads and high temperatures

- Первощиков С. И.**
Perevoschikov S. I.
Адаптивная приведенная характеристика центробежных нагнетателей природного газа 116
Adaptive reduced characteristic of centrifugal blowers of natural gas

Материаловедение и технологии конструкционных материалов

Materials Science and Technology of Structural Materials

- Афонаскин А. В., Венедиктов А. Н., Ковенский И. М.**
Afonaskin A. V., Venediktov A. N., Kovenskiy I. M.
Термодинамические условия карбидообразования при отпуске ванадиевых сталей 120
Thermodynamic conditions of carbide forming during tempering of vanadium steels

Кулемина А. А., Афонаскин А. В., Ковенский И. М., Поветкин В. В. <i>Kulemina A. A., Afonaskin A. V., Kovenskiy I. M., Povetkin V. V.</i>	
Влияние условий получения покрытий на структуру и свойства электроосажденного никеля и сплавов на его основе	123
<i>Influence of conditions for obtaining coatings on the structure and properties of electrodeposited nickel and its alloys</i>	
<u><i>Химия и технология переработки нефти и газа</i></u> <i>Chemistry and technology of oil and gas processing</i>	
Лурье М. А., Шмидт Ф. К. <i>Lur'e M. A., Shmidt F. K.</i>	
Попутный нефтяной газ. Его источник, ресурсы, использование	127
<i>Oil-associated gas. Its source, resources and application</i>	
Магарил Е. Р., Магарил Р. З. <i>Magaril E. R., Magaril R. Z.</i>	
Повышение эффективности процесса пиролиза путем влияния на инициирование термического распада углеводородов	131
<i>The increase in the effectiveness of the pyrolysis by affecting the initiation stage of hydrocarbons thermal decomposition</i>	
<u><i>Чрезвычайные ситуации и проблемы экологии в нефтегазовой отрасли</i></u> <i>Emergency situations and environmental problems in the oil and gas industry</i>	
Гаевая Е. В., Богайчук Я. Э., Тарасова С. С., Друзь Д. П., Захарова Е. В. <i>Gaevaya E. V., Bogaychuk Ya. E., Tarasova S. S., Druz D. P., Zaharova E. V.</i>	
Оценка фитотоксичности буровых растворов на примере злаковых культур	137
<i>Estimation of phytotoxicity of drilling solutions on the example of cereal crops</i>	
Двойникова А. В., Дегтярева Е. А. <i>Dvoynikova A. V., Degtyareva E. A.</i>	
Исследовательский поиск продуктов деструкции нефтешламов в природной среде	142
<i>Research searching for destruction products of oil slimes in the environment</i>	
Рефераты	144
<i>Abstracts</i>	

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

УДК 556.3.04.06.38

ПРОГНОЗ СОСТОЯНИЯ ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО НЕФТЯНОГО ОСВОЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ PROGNOSIS EVALUATION OF FRESH GROUNDWATER IN CONDITIONS OF INTENSIVE PETROLEUM DEVELOPMENT OF WESTERN SIBERIA

М. В. Вашурина, Ю. О. Русакова, А. Л. Храмцова
M. V. Vashurina, Yu. O. Rusakova, A. L. Khramtsova

*Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень*

Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень

*Ключевые слова: пресные подземные воды; водозабор; месторождение;
понижение уровня; химический состав; загрязнение; техногенное влияние*

*Key words: fresh groundwater; water intake station; field; lower level; chemical composition;
pollution; anthropogenic impact*

Активное освоение недр Западной Сибири, связанное с нефтедобычей, ставит актуальную задачу оценки динамики и прогноза состояния геологической среды, в том числе пресных подземных вод (ППВ). В настоящее время в пределах рассматриваемой территории ППВ широко используются в целях питьевого водоснабжения населения и технологического обеспечения объектов, в том числе для систем поддержания пластового давления (ППД) нефтяных месторождений. Основным продуктивным по целевому назначению является атлым-новомихайловский водоносный горизонт (ВГ). Он приурочен к отложениям олигоценового возраста и на территории Западной Сибири имеет площадное распространение [1].

По результатам многолетних исследований атлым-новомихайловский ВГ характеризуется как достаточно защищенный от загрязнений с поверхности, представляя собой в разрезе межпластовую напорную водоносную толщу глубиной залегания от 90 до 280 м. Эксплуатируемые водоносные пласты не выходят на поверхность земли, непосредственной связи с поверхностными водами не имеют [1]. Тем не менее, оценивая современное гидродинамическое и гидрохимическое состояние ППВ, нельзя исключать влияние на данные воды существующего техногенеза (трансформации окружающей среды), связанного в основном (применительно к рассматриваемой площади) с разработкой нефтяных месторождений и сопутствующими производствами. Так, снижение пластового давления под влиянием отбора нефти, газа и попутно-добываемой воды провоцирует снижение напоров и истощение запасов вод верхних горизонтов, вплоть до грунтовых вод, общее осушение водоемов и местности. Существенным следствием данного депрессионного техногенеза недр в некоторых геологических условиях становятся просадки земной поверхности, создающие опасность наступления (трансгрессии) воды из близлежащих водоемов [2, 3]. Кроме того, возможным является загрязнение ППВ рассматриваемого ВГ, связанное с нарушениями технологии вскрытия недр при бурении скважин различного назначения с применением химических реагентов, а также в результате нарушения технологического процесса при реализации системы ППД, что создает возможность проникновения загрязняющих компонентов непосредственно через скважину [4, 5].

Важно отметить также, что объемы добычи подземных вод в пределах рассматриваемой территории характеризуются постоянным ростом. В данном случае интенсивный отбор непосредственно ППВ из водозаборных скважин не исключает

влияния на окружающую среду и способен привести к изменению гидростатического давления в водоносной толще, увеличению скорости фильтрационного потока сверху, создавая при этом условия для усиления инфильтрации загрязненных вышележащих грунтовых вод; изменению водного режима болот и озер, питающихся подземными водами; и меженного стока рек за счет сокращения в этот период подземной разгрузки [6].

Достаточно стабильные и информативные данные, полученные в результате мониторинга пресных подземных вод атлым-новомихайловского ВГ, осуществляемого с 2005 года на крупнейших месторождениях нефти, таких как Самотлорское, Красноленинское, Приобское (южная часть), позволяют дать оценку состояния ППВ в нарушенных эксплуатацией условиях и достоверно прогнозировать его изменение на ближайшую перспективу.

Для изучения гидродинамического и гидрохимического режима ППВ атлым-новомихайловского ВГ в наблюдательную сеть вовлечены более ста действующих водозаборов по добыче воды для питьевых и технологических целей (в том числе для системы ППД).

Гидродинамический режим. Мониторинговыми наблюдениями предусмотрены контроль положения уровня воды и анализ изменения пьезометрической поверхности с течением времени в пределах изучаемой площади. Данные исследования осуществляются прежде всего для сохранения первоначальных (природных) гидродинамических условий в разрезе отложений, предотвращения истощения ресурсов подземных вод эксплуатируемого ВГ и контроля возможного формирования воронки депрессии в связи с эксплуатацией подземных вод [7].

Для анализа изменения пьезометрической поверхности уровня на исследуемой площади выбраны контрольные точки (водозаборы), равномерно расположенные на территории месторождений, наблюдения за уровнем в которых имеют наиболее системный характер. По результатам замеров пьезометрического уровня в этих точках построены диаграммы его временного изменения (рис. 1).

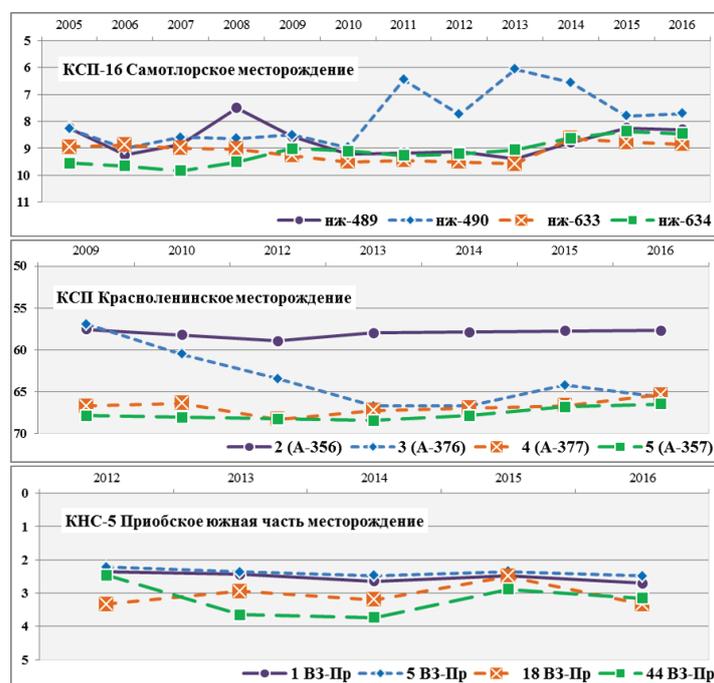


Рис. 1. Временное изменение пьезометрического уровня подземных вод на водозаборах нефтяных месторождений

Анализируя результаты построений, можно отметить, что положение пьезометрического уровня за период наблюдений не имело отклонений в определенную сторону — колебание его значений (0,5–3,5 м) происходит около средней величины, характерной для местности исследований. Многолетние значения уровня ППВ свидетельствуют об установившемся режиме эксплуатации водозаборов в условиях интенсивного питания с перетеканием из толщи вышележащих отложений и постоянным напором на верхней питающей границе. Полученные фактические данные по изменению уровня в процессе текущей эксплуатации водозаборов хорошо согласуются с результатами исследований, выполненных ранее в пределах рассматриваемой территории [8].

Однако, несмотря на хорошую восполняемость ресурсного потенциала исследуемых вод, постоянное увеличение объема извлекаемой воды при неправильном распределении проектных нагрузок на скважины может привести к изменению уровенного режима и формированию значительных депрессий. Так, по результатам выполненных гидрогеологических исследований на примере Приобского (южная часть) месторождения в 2013 году была составлена карта прогнозных понижений уровня ППВ для фонда 37 водозаборов, состоящих из эксплуатационных существующих и проектных скважин, на срок эксплуатации 25 лет. В 2016 году составлен повторный прогноз изменения уровня при увеличении проектируемого фонда водозаборов на 44 единицы. При сопоставлении полученных построений (рис. 2) прогнозируется существенное увеличение депрессионной воронки в районах кустов с максимальной нагрузкой.

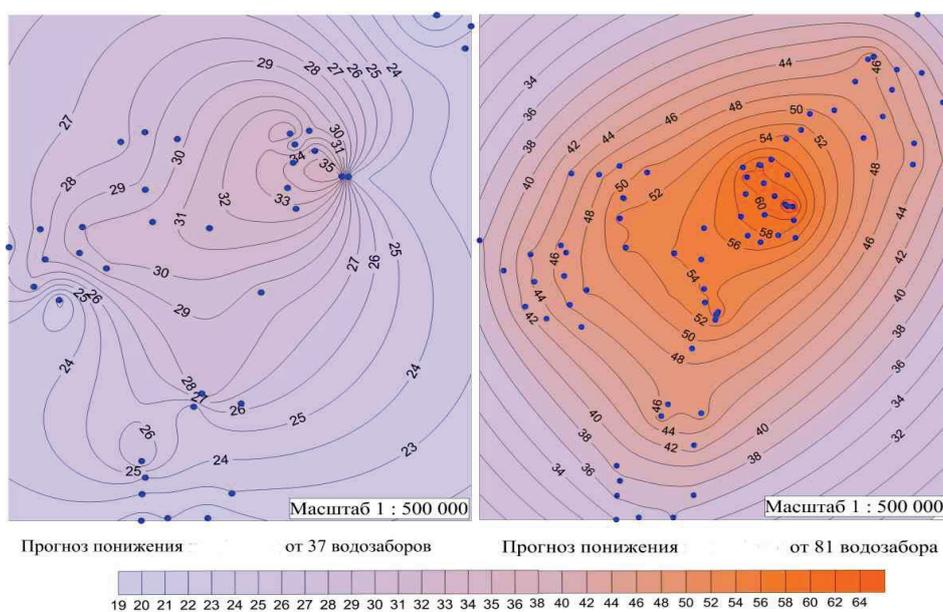


Рис. 2. Прогнозные понижения уровня пресных подземных вод на водозаборах Приобского (южная часть) месторождения нефти (по состоянию на 2038 год)

Исходя из прогнозных расчетов, возникает необходимость перераспределения проектных нагрузок и рассредоточения вновь вводимых в эксплуатацию скважин по площади месторождения.

Гидрохимический режим. Одним из показателей, характеризующих отсутствие влияния техногенеза на состояние ППВ, является сохранение их природного химического состава. Для оценки гидрохимического режима пресных подземных вод в нарушенных эксплуатацией условиях и его прогноза на перспективу привлечены

химические анализы более 2,5 тыс. проб, отобранных в пределах крупных месторождений нефти Западной Сибири за период 2005–2016 гг. В рамках выполненных исследований определены основные показатели, компоненты химического состава вод и их изменения в многолетнем разрезе.

По результатам выполненных исследований подземные воды атлым-новомихайловского ВГ по химическому составу характеризуются как гидрокарбонатные со смешанным катионным составом, пресные с общей минерализацией 0,2–0,7 г/дм³. Основной компонент анионного состава — HCO_3^- (75–100 %-экв.). Составной частью являются также Cl^- (0–25 %-экв.), SO_4^{2-} (0–1 %-экв.) и NO_3^- (0–3 %-экв.). Преобладающими катионами, формирующими основу химического состава, являются Ca^{2+} и Mg^{2+} (11–73 %-экв.). Подчиненное значение в катионном составе принадлежит NH_4^+ (0–23 %-экв.) и сумме Na^+ и K^+ (0–58 %-экв.).

Диаграммы изменения содержания основных компонентов химического состава демонстрируют, что изменение их содержания происходит около средних величин (рис. 3). При анализе данных наблюдений было отмечено, что направленной тенденции к изменению гидрогеохимического облика подземных вод территории не происходит.

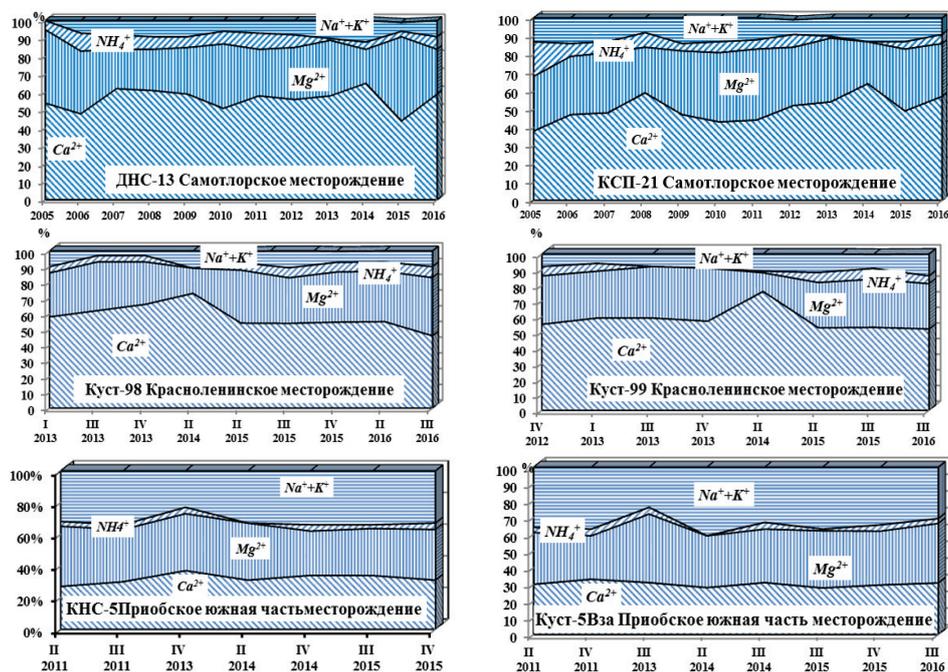


Рис. 3. Диаграмма изменения основного катионного состава пресных подземных вод атлым-новомихайловского водоносного горизонта на водозаборах нефтяных месторождений

Качество подземных вод в основном соответствует питьевому назначению, за исключением обусловленных природными особенностями территории [9] повышенных значений содержания железа общего, марганца, кремния и иона аммония, показателей мутности, окисляемости и цветности (рис. 4).

В то же время в отдельные периоды наблюдений отмечены повышенные значения отдельных показателей химического состава (нефтепродуктов, бромидов, хрома, свинца, хлоридов и бора), что обусловлено возможным техногенным загрязнением (рис. 5). Однако данные значения по перечисленным показателям носят несистемный характер, являются разовыми или сохраняющимися в течение непродолжительного времени, не имеют закономерной тенденции к нарастанию и повышению.

Рис. 4. Диаграмма изменения содержания железа, аммония и марганца в пресных подземных водах атлым-новомихайловского горизонта на дозаборах Самотлорского месторождения

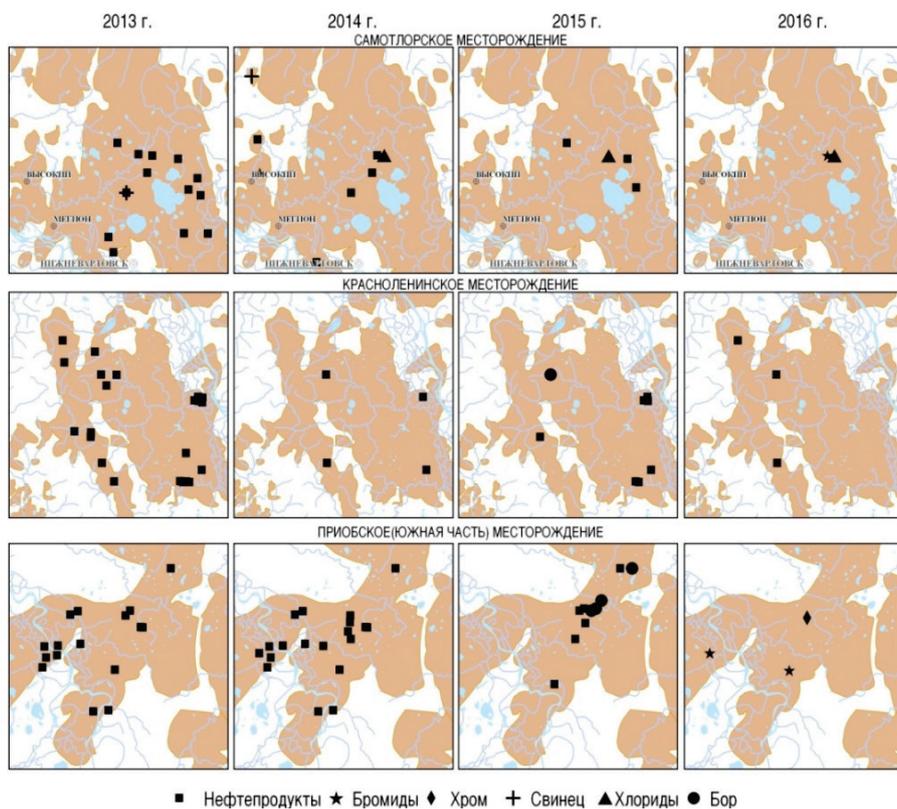
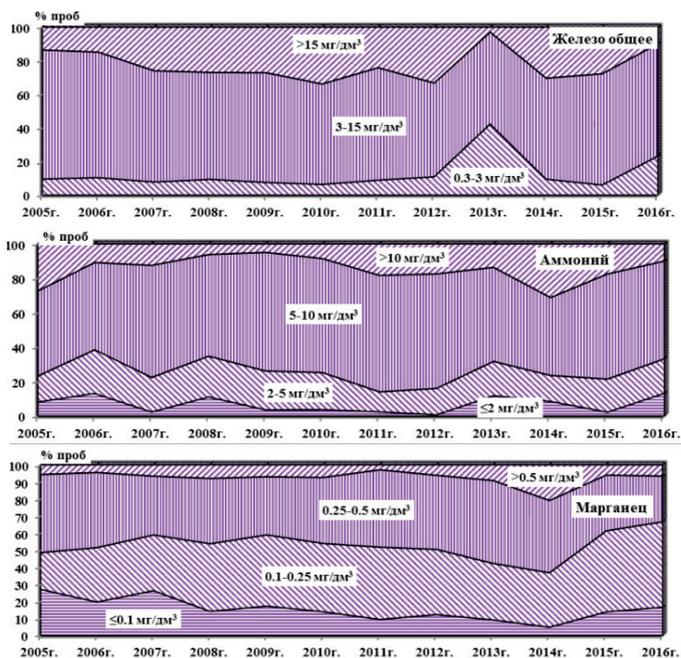


Рис. 5. Картограмма отмеченных случаев превышения ПДК показателей техногенного загрязнения на Самотлорском, Красноленинском и Приобском (южная часть) месторождениях нефти

Таким образом, проведенные в течение последних десяти лет наблюдения за состоянием пресных подземных вод позволяют сделать следующие выводы.

- Анализ многолетних данных по изменению уровня ППВ свидетельствует о том, что дальнейшая эксплуатация водозаборов в текущем режиме не приведет к их истощению. Направленного развития воронки депрессии за наблюдаемый период не отмечено, что, в свою очередь, подтверждает хорошую восполняемость ресурсов данных вод. В то же время выполненные в 2016 году расчеты прогнозного понижения уровня воды выявили прямую закономерность изменения этой величины от увеличения фонда (количества) эксплуатационных скважин для водозаборов, расположенных в пределах Приобского (южная часть) месторождения. По данным прогноза депрессионная воронка в районах кустов проектных водозаборов с максимальной нагрузкой может увеличиться в два раза.

- За период наблюдений химический состав подземных вод эксплуатируемого горизонта в целом не изменился. По площади исследований он характеризуется пространственно-временной стабильностью. Наряду с этим имеющиеся факты единичных несистемных повышенных концентраций таких компонентов, как нефтепродукты, бромиды, хром, свинец, хлориды и бор, вызваны, несомненно, техногенным воздействием объектов нефтедобычи и сопутствующих производств.

- Существующее в настоящий момент в целом достаточно благоприятное качество пресных подземных вод, несмотря на столь длительный период эксплуатации нефтяных месторождений, дает основание для прогноза его сохранения в последующие годы при условии соблюдения установочного и согласованного в контролирующих органах регламента мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод и других компонентов окружающей природной среды; правил эксплуатации скважин различного назначения (водозаборных, нагнетательных, нефтедобывающих) и экологически благоприятного содержания прилегающей к водозаборам территории.

Библиографический список

1. Вашурина М. В., Русакова Ю. О., Храмова А. Л. Качественная оценка защищенности пресных подземных вод от загрязнений при эксплуатации водозаборов в пределах Среднеобской нефтегазоносной области Западной Сибири // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2014. – № 10. – С. 5–11.
2. Васильев Ю. В., Мартынов О. С., Радченко А. В. Геодинамические аспекты экологической безопасности Самотлорского месторождения // Охрана окружающей среды на объектах нефтегазового комплекса: материалы науч.-техн. конф. – М., 2007. – С. 88–92.
3. Фи Т. Х., Строкова Л. А. Оценка и прогноз оседания земной поверхности в результате извлечения подземных вод в городе Ханой (Вьетнам) // Геоэкология. – 2014. – № 2. – С. 169–178.
4. Зекцер И. С. Подземные воды как компонент окружающей среды. – М.: Научный мир, 2001. – С. 279–280.
5. Федоров Л. В. Анализ нарушений герметичности эксплуатационных колонн в скважинах // Интенсификация геологоразведочных работ и добычи нефти в Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984. – С. 28–30.
6. Гольдберг В. М., Газда С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. – М., 1984. – 262 с.
7. Курчиков А. Р., Вашурина М. В. Аспекты экологической безопасности при эксплуатации водозаборов пресных подземных вод на месторождениях нефти Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 21–27.
8. Тагильцев В. С., Тагильцев С. Н. Анализ данных эксплуатации водозаборов в нефтегазодобывающих регионах Западной Сибири // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XIX Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Тюмень, 2009. – С. 293–297.
9. Крайнов С. Р., Швец В. М. Геохимия подземных вод хозяйственно-питьевого назначения. – М.: Недра, 1987. – 237 с.

Сведения об авторах

Вашурина Маргарита Владимировна, к. г.-м. н., старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)688794, e-mail: mvashurina@tmnsc.ru

Русакова Юлия Олеговна, ведущий инженер, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, тел. 89224742614, e-mail: julrusakova@rambler.ru

Храмова Анна Леонидовна, инженер 2 категории, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, тел. 89199204835, e-mail: khramtsova@tmnsc.ru

Information about the authors

Vashurina M. V., Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, phone: 8(3452)688794, e-mail: mvashurina@tmnsc.ru

Rusakova Yu. O., Leading Engineer, the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, phone: 89224742614, e-mail: julrusakova@rambler.ru

Khramtsova A. L., Engineer of the 2nd Category, the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, phone: 89199204835, e-mail: khramtsova@tmnsc.ru

УДК 556.8

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАХОРОНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО РЕГИОНА
HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF WASTEWATER DISPOSAL IN THE TERRITORY OF THE NORTH-URENGOYSKOYE GAS CONDENSATE FIELD OF THE YAMALO-NENETS OIL AND GAS PRODUCING REGION

Н. К. Лазутин, В. А. Бешенцев, О. Г. Бешенцева

N. K. Lazutin, V. A. Beshentsev, O. G. Beshentseva

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ООО «Недра-Консалт», г. Тюмень

Ключевые слова: сточные воды; промышленные воды; поглощающий горизонт; загрязнение
Key words: wastewater; industrial wastes; absorbing horizon; pollution

Апт-альб-сеноманский водоносный горизонт широко используется в качестве пласта-коллектора для сточных вод на севере Тюменской области.

Северо-Уренгойский полигон захоронения является одним из 57 в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа [1], относится к Пур-Тазовской нефтегазодобывающей области.

Подземное захоронение стоков является вынужденной мерой [2]. Только лишь очищения промышленных отходов недостаточно. Их необходимо изолировать таким образом, чтобы исключалось неблагоприятное воздействие на экологическую обстановку. Для этого проводят ряд мероприятий, связанных с очисткой и закачкой вод в изолированные пласты-коллекторы.

Основные нормативные документы. Качество сточных вод, закачиваемых в пласт-коллектор, регламентируется нормативными документами СТО Газпром 18-2005¹, СТО Газпром 2-1.19-049-2006². Нормативные показания по этим документам приведены в таблице 1.

Таблица 1

Пороговые значения нормативных документов

Показатель	Единица	Пороговое содержание
Взвешенные частицы	мг/дм ³	150
Нефтепродукты		40
Окисное железо		3
Растворенный кислород		0,5
Набухаемость глин	–	Не выше, чем в пластовой воде
Реакция среды	рН	7–8
Снижение фильтрационной характеристики пласта из-за осадкообразователей (CaCO ₃ и/или CaSO ₄)	%	Не более 20

¹ СТО Газпром 18-2005. Гидрогеоэкологический контроль на специализированных полигонах размещения жидких отходов производства в газовой отрасли. – Введ. 2006-01-01. – М., 2005. – 72 с.

² СТО Газпром 2-1.19-049-2006. Подготовка сточных вод к закачке в поглощающий горизонт и экологический мониторинг при подземном захоронении сточных вод на нефтегазовых месторождениях ОАО «Газпром» севера Западной Сибири. – Введ. 2006-06-26. – М., 2006. – 54 с.

Однако данные документы не учитывают фильтрационно-емкостные характеристики, поэтому для взвешенных веществ и нефтепродуктов используют ОСТ 39-225-88³ (табл. 2).

Таблица 2

Пороговые значения нефти и механических примесей

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
До 0,1 включительно	–	До 3	До 5
Свыше 0,1	–	До 5	До 10
До 0,35	От 6,5 до 2 включительно	До 15	До 15
Свыше 0,35	Менее 2	До 30	До 30
До 0,6 включительно	От 35 до 3,6 включительно	До 40	До 40
Свыше 0,6	Менее 3,6	До 50	До 50

Изученность территории. Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс, используемый как пласт-коллектор для подземного захоронения промышленных вод, эксплуатируется и изучается не только на Северо-Уренгойском месторождении, но и на близлежащих (Ямбургское, Уренгойское, Заполярное).

Кровля эксплуатируемого водоносного комплекса находится на глубине 1 104–1 232 м.

Мощность покурской свиты, приуроченной к апт-альб-сеноманскому гидрогеологическому комплексу, находится в пределах 850–950 м. Она делится на под-свиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Из-за того, что нижняя подсвита представлена глинистыми породами, бурить скважины для подземного захоронения стоков нецелесообразно, поэтому на Северо-Уренгойском месторождении данная толща не вскрыта.

Верхняя подсвита в основном состоит из серых песчаников. Зернистость их мелкая и средняя. Наблюдаются также алевролиты серые, глины серые опоковидные.

Выше апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса залегает турон-палеогеновый, состоящий из глин в 750 м. Помимо этого, существует толща мнотелемерзлых пород с мощностью до 400 м.

По месторождению значения коэффициента пористости (K_p) меняются от 33,4 до 34,8, а коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) — от 1 044 до 2 011.

Таким образом, апт-альб-сеноманский водоносный комплекс изолирован от нижележащих по разрезу отложений глинами аптского возраста и от вышележащего эоцен-олигоценового водоносного комплекса, что важно для недопущения перетока, так как эоцен-олигоценовый водоносный комплекс имеет значение в хозяйственно-питьевом отношении [3].

Для участка ВЖК-1 22.06.2011 и в период с октября 2011 года по 18.05.2013 были проведены анализы пластовых вод, результаты которых показывают изменение химического состава воды за период от начала эксплуатации до середины мая 2013 года (табл. 3).

По проведенным геофизическим исследованиям скважин на участке ВЖК-1 коэффициенты пьезопроводности составляют $2,6 \cdot 10^5$ – $4,1 \cdot 10^5$ м²/сут. Водопроницаемость варьирует в значениях 17,2–30,7 м²/сут.

В скв.1-П проницаемость составляет 705,8 мД или примерно 0,7 мкм².

³ ОСТ 39-255-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. – Введ. 1990-07-01. – 10 с.

Результаты отбора проб пластиковых вод на участке ВЖК-1

Показатель	Единица измерения	Дата отбора			
		22.06.2011	Октябрь 2011 – 18.05.2013		
		Значение			
Минерализация	г/л	22,36	13,7–6,7		
Гидрокарбонат-ионы	%-экв	1,38	0,29–7,01		
Карбонаты	мг/дм ³	6	6–24		
Сульфаты	%-экв	0,08	0,04–0,07		
Хлориды		98,4	92,87–99,58		
Нитраты	мг/дм ³	< 0,1	< 0,1		
Бромиды		35,2	14–52		
Йодиды		н/д*	2,5–25		
Фториды			< 0,1		
Кальций	% -экв	9,75	1,03–6,13		
Магний		2,58	0,57–4,58		
Натрий		86,68	90,23–96,55		
Калий		0,17	0,39–1,0		
Бор	мг/дм ³	5,6	0,88–6,2		
Аммоний	%-экв	0,82	0,2–2,12		
Общее железо	мг/дм ³	н/д*	24,8–50,7		
Агрессивная двуокись углерода			0,05–1,2		
Свободная двуокись углерода			0,05–21,8		
Сероводород			< 0,002		
Нефтепродукты			13,1–49,3		
Метанол			< 0,1–22 515,4		
Взвешенные вещества			58,2–578,4		
Растворенный в воде кислород			< 0,01–0,6		
ХПК			2 720–21 642		
БПК5			1 482,4–9 156		
СПАВ			0,65–10,6		
Реакция среды			рН	8,2	6,18–9,13
Тип вод по В. А. Сулину			Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый, гидрокарбонатно-натриевый	

Примечание. * н/д — нет данных.

С 24.06.2011 по 20.05.2013 на участке ГП-1 была проведена серия отбора проб, результат представлен в таблице 4.

Таблица 4

Результаты отбора проб пластиковых вод на участке ГП-1

Показатель	Единица измерения	Значение
Минерализация	г/л	12,34–19,94
Гидрокарбонат-ионы	%-экв	1,27–10,85
Карбонаты	мг/дм ³	< 6
Сульфаты	%-экв	0,03–0,14
Хлориды		88,99–98,58
Нитраты	мг/дм ³	< 0,1
Бромиды		11,0–50,24
Йодиды		3,6–15,8
Фториды		< 0,1

Показатель	Единица измерения	Значение	
Кальций	% - экв	3,56–9,94	
Магний		1,67–4,59	
Натрий		86,89–92,75	
Калий		0,17–0,79	
Бор	мг/дм ³	1,18–8,9	
Аммоний	% - экв	0,22–0,92	
Общее железо	мг/дм ³	25,4–75,0	
Агрессивная двуокись углерода		0,05–33,0	
Свободная двуокись углерода		0,05–153,7	
Сероводород		< 0,002	
Нефтепродукты		11,1–79,3	
Метанол		< 0,1–3 920	
Взвешенные вещества		108–1 000	
Растворенный в воде кислород		0,01–3,9	
ХПК		3 120–329 586	
БПК ₅		1 700,4–16 479,5	
СПАВ		0,64–15,6	
Реакция среды		рН	5,8–7,8
Тип вод по В. А. Сулину		Гидрокарбонатно-натриевый, хлормagneзиевый	

На участке ГП-1 коэффициенты водопроницаемости меняются от 55,4 до 102,5 м²/сут, а пьезопроницаемости — от 6,7·10⁵ до 8,4·10⁵ м²/сут.

В скв. 3-П проницаемость составляет 1 948,4 мД или примерно 1,9 мкм².

Условия захоронения. На месторождении оборудованы два полигона закачки: ВЖК-1 и ГП-1, введенные в эксплуатацию в августе 2011 и январе 2010 гг. соответственно. На каждом полигоне расположены вертикальные скважины, из них одна обязательно является поглощающей (скв. 1-П для ВЖК-1 и скв. 3-П для ГП-1), а другая — резервной-наблюдательной (скв. 2-П для ВЖК-1 и скв. 4-П для ГП-1). Скважины 1-П и 2-П были перфорированы на альбские, а скважины 3-П и 4-П — на альб-сеноманские толщии пород.

На участке ВЖК-1 объемы закачки на декабрь 2012 года составили 14,4 тыс. м³ (рис. 1).

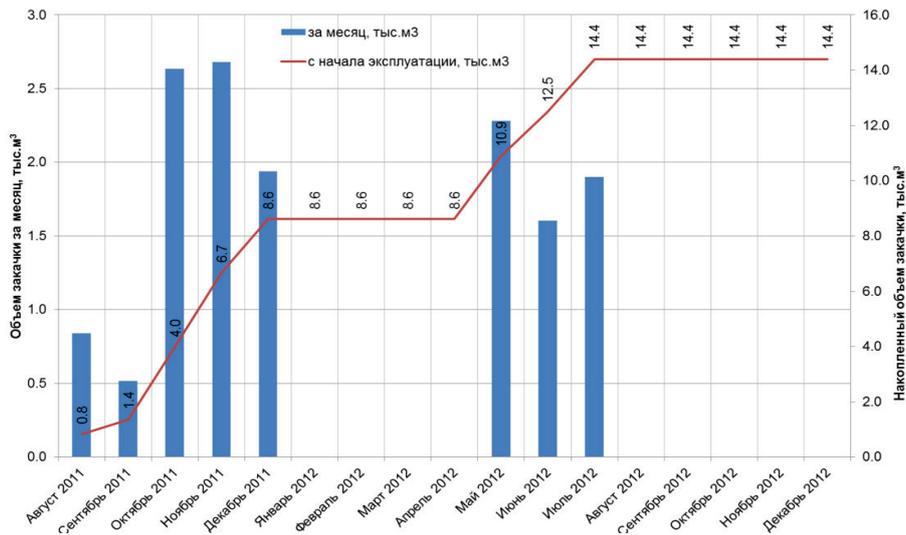


Рис. 1. График закачки сточных вод на Северо-Уренгойском месторождении за период эксплуатации 2011–2012 гг. на участке ВЖК-1 (скв. 1-П)

Захоронение вод не проводилось с января по апрель и с августа по декабрь того же года по причине капитального ремонта скважины. Ремонт был вызван тем, что изначально был перфорирован пласт альбского возраста, имеющий недостаточные приемистые свойства.

Воды на этом участке являются хозяйственно-бытовыми, так как образованы в результате деятельности обслуживающего персонала.

Перед закачкой в пласт воды очищаются и доводятся до нормативов. Их физическая характеристика и химический состав представлены в таблице 5 на основании данных 11 проб.

Таблица 5

Физическая и химическая характеристика закачиваемых вод на участке ВЖК-1 (скв. 1-П)

Показатель	Единица измерения	Значение
Запах	балл	5
Реакция среды	рН	7,45–7,8
Мутность	ЕМ/дм ³	6,15–10,09
СПАВ		0,05–0,18
Аммоний		10–18
Гидрокарбонат		110–130
Взвешенные вещества		10,2–22,8
Жесткость		1,9–2,5
Железо общее		0,34–3,16
Калий		0,8–1,17
Кальций		14–20
Магний		12–21
Сульфат	мг/дм ³	< 2
Растворенный кислород		0,19–0,72
Метанол		< 0,1
Нефтепродукты		0,01–0,15
Агрессивная двуокись углерода		6,5–11
Свободная двуокись углерода		12,1–18,1
Сухой остаток		236–278
Фосфор		0–0,002
Натрий		23–32
Хлорид		70–85
ХПК		1 200–15 100
БПК5		654–47 672,52
Удельный вес	г/см ³	1,001
Цветность	град.	15–20

В большинстве случаев отбора пробы воды не выходят за рамки необходимых значений.

С начала эксплуатации (январь 2010 года) по июль 2013 года общий объем закачки составил 163,7 тыс. м³ на участке ГП-1 (рис. 2).

Захороняемый флюид представляет собой добываемые с углеводородами пластовые воды.

Таблица 6 характеризует закачиваемую в пласт воду в физическом и химическом отношении. Было отобрано 25 проб.

Замечено превышение взвешенных веществ и нефтепродуктов по отношению к ОСТ 39-225-88⁴. Содержание нефтепродуктов выходило за рамки допустимых

⁴ ОСТ 39-225-88. – С. 6.

значений (50 мг/дм^3) только в пробе, отобранной в апреле 2013 года. Взвешенные же вещества в основном не дотягивают до порога норм даже после очистки. По всем остальным показателям в большей своей массе проб значения в пределах нормы, превышения единичны.

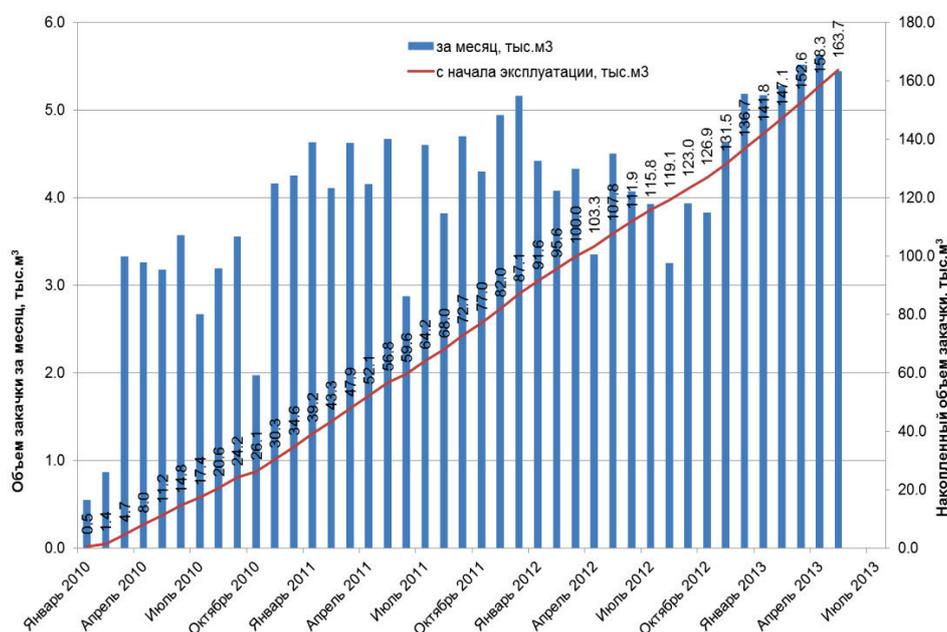


Рис. 2. График заправки сточных вод на Северо-Уренгойском месторождении за период эксплуатации 2010–2013 гг. на участке ГП-1 (скв. 3-П)

Таблица 6

Физическая и химическая характеристика закачиваемых вод на участке ГП-1 (скв. 3-П)

Показатель	Единица измерения	Значение
Запах	балл	5,5
Реакция среды	pH	7–8
Мутность	ЕМ/дм ³	20,72–154
СПАВ	мг/дм ³	0,045–7,940
Аммоний		2,87–12
Гидрокарбонат		1 293–1 684
Взвешенные вещества		37,6–128
Жесткость		1,1–4,5
Железо общее		1,05–22
Калий		20–80
Кальций		20–49
Магний		3,65–27
Кремний		12,8–21,6
Сульфат		1,12–13
Нитрат		< 0,1
Нитрит		< 0,02
Растворенный кислород		0,0–6,53
Метанол		7 200–756 720
Нефтепродукты		0,42–62,4

Показатель	Единица измерения	Значение
Агрессивная двуокись углерода	мг/дм ³	0–176
Свободная двуокись углерода		0–263
Сухой остаток		3 158–5 540
Фосфор		0–0,03
Натрий		1 179–2 030
Хлорид		1 064–2 305
ХПК		16 800–560 000
БПК ₅		2 800–30 5200
Удельный вес		г/см ³
Цветность	град.	10–70

Четыре опыта, проводимые с целью выявления совместимости пластовой и закачиваемой вод, показали, что они в различных концентрациях не образуют нерастворимых солей.

Предполагаемое воздействие закачиваемых промышленных сточных вод на гидрогеологические системы Северо-Уренгойского месторождения. Согласно документам ПАО «Газпром», ежегодно проводятся геофизические исследования скважин с целью отслеживания их технического состояния⁵.

При значениях пьезопроводности, значения которых составляют $2,6–8,4 \cdot 10^5$ м²/сут в целом по месторождению, радиус влияния активной части депрессионной воронки не должен превышать 50 км [4].

Чтобы оценить масштаб растекания захороняемых стоков в пласте, необходимо выявить конфигурацию зоны распространения. Для этого определяются радиусы распространения вод вверх (r) и вниз (R) по потоку, а также радиус ширины растекания (d). Данные параметры находятся по методическим рекомендациям, которые подразумевают нахождение размеров зон санитарной охраны [5] и гидравлического уклона нарушенного потока подземных вод [6]. Результаты на весь период эксплуатации, полученные таким образом, следующие:

- для участка ВЖК-1: r = 130 м, R = 1 615 м, d = 308 м. Площадь распространения — 800 043 м²;
- для участка ГП-1: r = 410 м, R = 1 292 м, d = 709 м. Площадь распространения — 836 171 м².

Таким образом, превышение норм качества промышленных стоков, отраженных в нормативных документах и на которые следует обратить внимание, наблюдается по взвешенным веществам, является устранимым, если проводить дополнительные специальные очистные мероприятия. Это позволяет характеризовать воду как в целом пригодную для закачки в недра.

Пласт-коллектор надежно изолирован от выше- и нижележащих толщ глинистыми отложениями, что препятствует распространению вод в непредусмотренные для этого горизонты.

Лабораторные исследования показали совместимость закачиваемых и пластовых вод, что указывает на то, что фильтрационные свойства пласта-коллектора вследствие кольматации нарушены не будут.

Библиографический список

1. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 224 с.
2. Гольдбергер В. М., Скворцов Н. П., Лукьянчикова Л. Г. Подземное захоронение промышленных сточных вод. – М.: Недра, 1994. – 282 с.
3. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Пур-Тазовской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона // Горные ведомости. – 2017. – № 3. – С. 32–41.

⁵ СТО Газпром 18-2005. – С. 48.

4. Биндеман Н. Е. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. – Л.: Госгеолтехиздат, 1963.
5. Орадовская А. Е., Лапшин Н. Н. Санитарная охрана водозаборов подземных вод. – М.: Недра, 1987. – 167 с.
6. Методические рекомендации по обоснованию выбора поглощающих горизонтов и проектированию закачки сточных вод на газовых предприятиях Западной Сибири. ВРД. – Тюмень: ТюменьНИИГипрогаз, 2001. – 83 с.

Сведения об авторах

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

Бешентцев 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

Бешентцева Ольга Григорьевна, к. г.-м. н., старший гидрогеолог, ООО «Недра-Консалт», г. Тюмень, тел. 89123958904, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

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

Beshentseva O. G., Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Hydrogeologist, LLC «Nedra-Consult», Tyumen, phone: 89123958904, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

УДК 552.5:550.8.05

ХАРАКТЕРИСТИКА МИНЕРАЛЬНО-ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА ПОРОД БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА
CHARACTERISTIC OF MINERAL AND MATTER COMPOSITION OF BAZHEN ROCKS FROM THE CENTRAL PORTION OF THE WEST SIBERIAN BASIN

Е. Е. Оксенойд

E. E. Oksenojd

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана, г. Тюмень

Ключевые слова: баженовская свита; минерально-вещественный состав; классы пород; глинистые минералы; Западная Сибирь

Key words: Bazhenov formation; mineral and matter composition; rock classes; clay minerals; Western Siberia

Определение минерально-вещественного состава имеет важное практическое значение для подсчета запасов [1] и моделирования технологии извлечения углеводородов из баженовских отложений. Баженовский горизонт (БГ) принимается в объеме верхов нижневолжского (верхняя юра) — низов нижеберриасского (нижний мел) подъярусов. Прослеживается в южных, центральных и северных районах Западной Сибири на площади около 2 млн км². На большей части территории своего развития горизонт сложен битуминозными углеродистыми отложениями, представленными и сменяющимися друг друга в направлении с запада на восток согласно [2], нижней частью мулымьинской свиты, нижней частью тутлеймской свиты и баженовской свитой (БС).

В Научно-аналитическом центре рационального недропользования им. В. И. Шпилемана изучение баженовских отложений активно ведется с 2012 года. Проведено много исследований, накоплен значительный объем данных по литологии, геохимии и нефтеносности. В данной работе нами представлены результаты расчета и анализа минерально-вещественного состава пород преимущественно баженовской и тутлеймской свит БГ. Существенной особенностью предлагаемых вниманию материалов является то, что область исследований не ограничена рамками одного месторождения или района, а охватывает почти всю территорию развития высокоуглеродистых пород баженовского горизонта в границах ХМАО — Югры.

Методика определения минерально-вещественного состава баженовских пород. Анализировалась выборка из более 3 000 образцов по 200 скважинам (рис. 1). По территории скважины распределены неравномерно, большая часть

пробурена в районе западного борта Фроловской мегавпадины и на территории от Сургутского свода до Александровского мегавала, а также на Салымском и Верхнесалымском мегавалах.

Для расчета минерально-вещественного состава использовались данные рентгеноструктурного (РСА) и рентгенофлуоресцентного (РФА) анализов. Оба эти метода не позволяют охарактеризовать содержание твердого органического вещества, поэтому использовалась величина содержания органического углерода.

Основными породообразующими компонентами баженовской свиты являются кремнистое, глинистое, карбонатное и органическое вещество, альбит и пирит.

Необходимость расчета минерально-вещественного состава была обусловлена двумя факторами. Во-первых, содержания минералов по РСА определяются без учета органического вещества, аморфных агрегатов и тех глинистых минералов, которые не дают четких пиков. Во-вторых, около половины образцов было охарактеризовано лишь данными РФА и содержанием органического углерода ($C_{орг}$ или ТОС).

Результаты рентгенофазового анализа образцов баженовских отложений представлены соотношением содержания минералов, среди которых основными являются следующие: кварц, плагиоклаз (альбит), глинистые минералы, кальцит, доломит, пирит.

Первый этап расчета минерально-вещественного состава — расчет содержания керогена по величине $C_{орг}$. Для этого необходимо знать степень катагенеза, которую обычно характеризуют по величине отражательной способности витринита (R_0).

Для определения коэффициента пересчета содержания органического углерода в концентрацию органического вещества (ОВ) использовалась карта изоресплендвитринита (R_0), построенная в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. Снятому с карты значению R_0 ставилась в соответствие концентрация углерода в органическом веществе согласно схеме соотношения разных характеристик стадий катагенеза по Н. Б. Вассоевичу [3]. Определенные таким образом доли содержания углерода в ОВ изменяются от 75 до 84 %. Соответственно, величина коэффициента пересчета $C_{орг}$ в ОВ составила 1,33–1,19.

На втором этапе проводился пересчет концентраций оксидов, измеренных в результате рентгенофлуоресцентного анализа, в соотношения минеральных фаз. Было определено содержание кремнистых, глинистых, карбонатных минералов, альбита и пирита.

Расчет содержания пирита проведен отдельно для двух выборок: по содержанию серы и оксида железа. Обычно используется расчет по содержанию серы, поскольку считается, что почти вся сера (95–99 %) в битуминозных отложениях БС

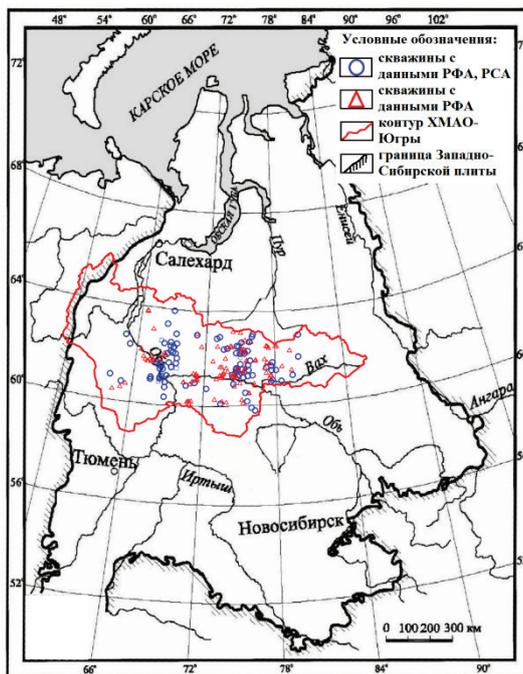


Рис. 1. Схема расположения изученных скважин

относится к пиритной. С другой стороны, в баженовских отложениях сера входит в состав керогена. Таким образом, рассчитывая пирит по сере, мы в ряде случаев получаем завышенные значения.

По половине проб определения содержания серы отсутствовали, поэтому содержание пирита рассчитано по оксиду железа. При этом получаемое количество пирита также, возможно, несколько завышено, так как железо может содержаться в глинистых минералах и сидерите.

Для проверки полученных содержаний основных компонентов баженовских пород проводилось сравнение результатов расчетов с данными РСА (рис. 2).

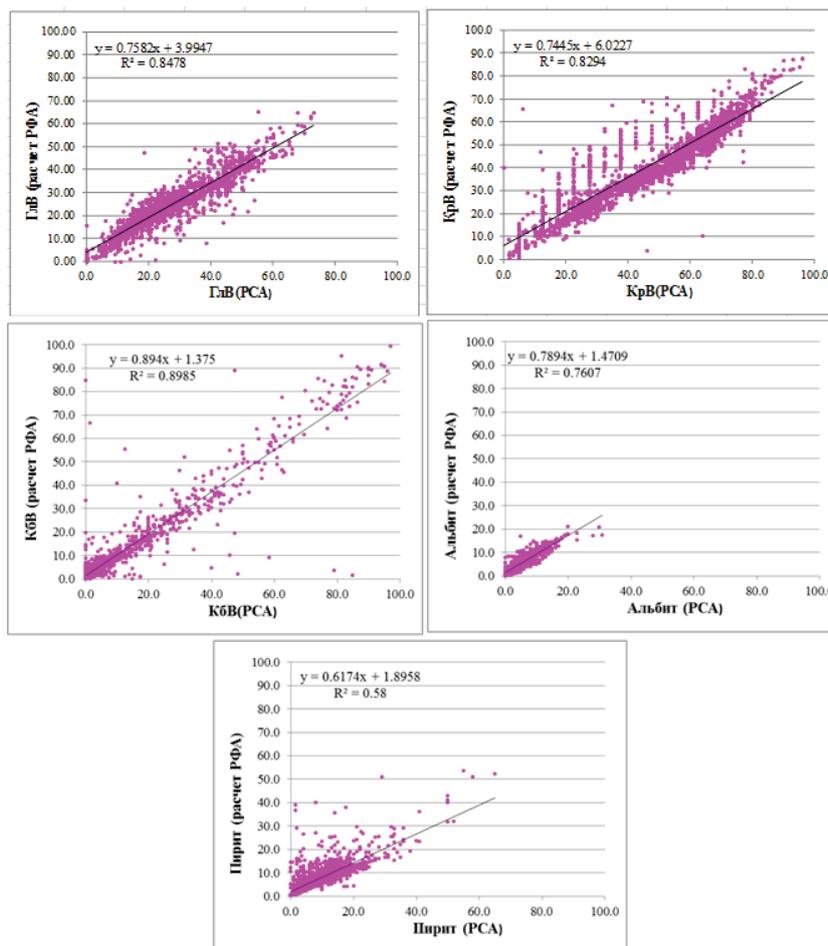


Рис. 2. Сопоставление расчетных (по РФА) и определенных (по РСА) содержаний компонентов вещественного состава

По выборке из 1 896 анализов были проведены попарные сопоставления содержаний глинистого (ГлВ), кремнистого (КрВ), карбонатного (КбВ) вещества, пирита и альбита. Парные регрессии характеризуются высоким уровнем корреляционных связей. Наиболее высокая достоверность аппроксимации у карбонатного вещества $R^2 = 0,9$. У глинистого, кремнистого веществ и альбита $R^2 = 0,85$, $R^2 = 0,83$ и $R^2 = 0,76$ соответственно.

На втором этапе проверки методики расчета минерально-компонентного состава пород были построены графики изменения по глубине содержаний основных

компонентов БС: рассчитанных по РФА и определенных по РСА для нескольких скважин с наиболее представительным выносом керна в интервале БГ из разных выборок и разных районов.

Получена хорошая сходимость результатов по трем компонентам: глинистые минералы, карбонатные минералы и альбит. Наблюдаемые в отдельных экстремумах расхождения массовых концентраций не превышают 5 %.

Превышение значений РСА над расчетными содержаниями по РФА наблюдается для кремнистых минералов и пирита. Величина превышения коррелируется с содержанием органического вещества: минимальна в средней части свиты, там, где содержание ОВ не превышает 10 %.

Проведенная верификация данных позволяет использовать полученные расчетные концентрации основных вещественных компонентов БС для дальнейшего анализа особенностей строения изучаемых отложений.

Анализ минерально-вещественного состава баженовских пород. Построены гистограммы распределения содержания основных породообразующих компонентов БС: кремнистого (КрВ), глинистого (ГлВ), органического, карбонатного веществ (КбВ), пирита и альбита (рис. 3).

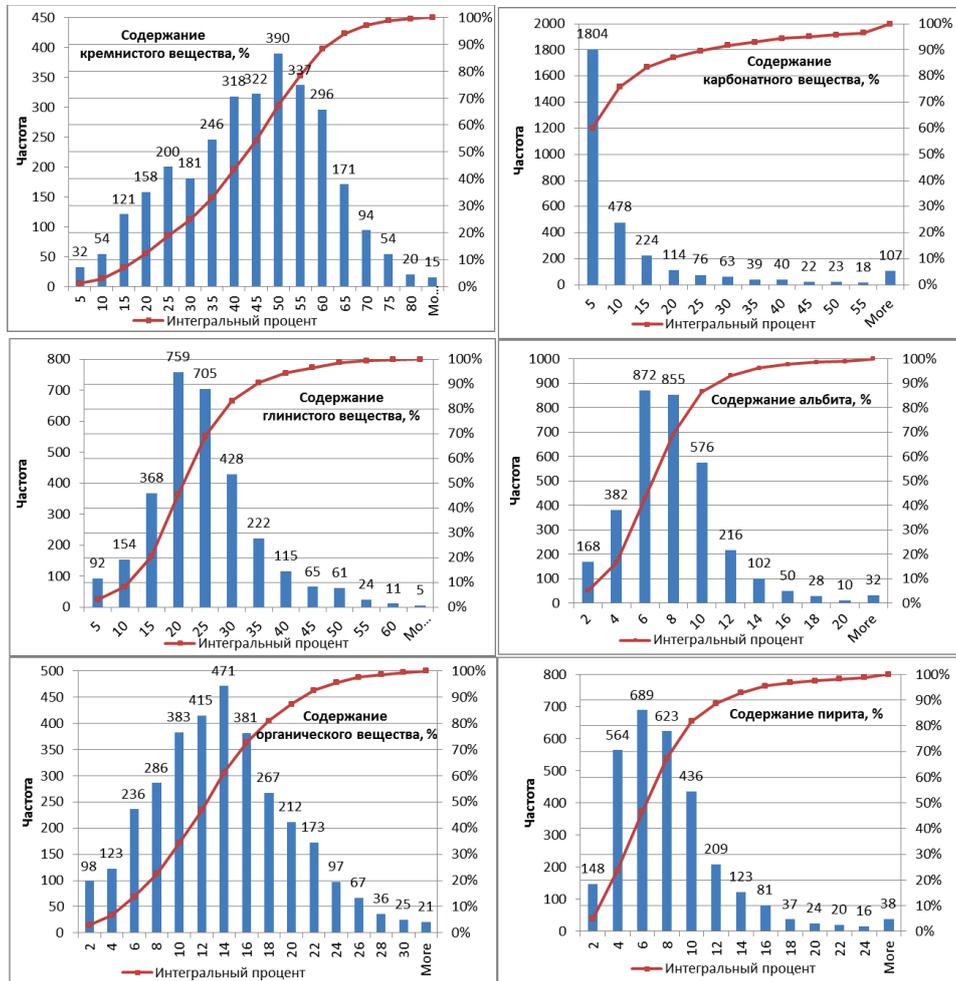


Рис. 3. Гистограммы распределения расчетного содержания основных породообразующих компонентов баженовской свиты

Основным компонентом рассматриваемых отложений является кремнистое вещество, концентрация которого варьирует от 0 до 90 %. Среднее значение и медиана распределения составляют 42 и 43 %. Треть рассматриваемой выборки можно отнести к силицитам ($KpB > 50\%$). Распределение содержания кремнистого вещества бимодальное с минимумом, соответствующим 25–30 %, разделяющим разности, содержащие менее 30 % KpB и представляющие около трети проб, и более кремнистые.

Величина содержания глинистого вещества изменяется от 0 до 65 %. Среднее значение и медиана распределения составляют 22 и 21 %. Наиболее распространенные значения глинистости — 15–25 %. Количество аргиллитов ($ГлВ > 50\%$) в выборке составляет менее 2 %.

Содержание органического вещества изменяется от 0 до 58 %. Среднее значение и медиана распределения составляют 12,8 и 12,4 %. В 70 % случаев содержание OB превышает 8 %, наиболее распространенные значения содержания — 8–16 %.

Распределение содержания карбонатного вещества отличается по форме от всех рассматриваемых распределений своей несимметричностью, среднее значение составляет 9,8 %, а медиана — 3,6 %. В 60 % случаев карбонатность не превышает 5 %. Чистых карбонатов ($КБВ > 50\%$) в выборке насчитывается 4 %.

Содержание альбита изменяется от 0 до 50 %. Среднее значение, медиана и мода распределения составляют 7,0, 6,6 и 6 %. В 70 % случаев концентрация не превышает 8 %, наиболее распространенные значения — 4–8 %.

Величина содержания пирита изменяется от 0 до 53 %. Среднее значение и медиана распределения составляют 7 и 6 %. Наиболее распространенные значения концентрации пирита — 2–10 %.

Анализ содержаний глинистых минералов в породах баженовского горизонта. Использовались данные РСА по методу Ритвельда. По дифрактограммам глинистые минералы преимущественно представлены гидрослюдой, смешаннослойными образованиями (иллит-сметтит), каолинитом и хлоритом.

Выборка представлена 59 скважинами, неравномерно распределенными по территории исследования: 46 скважин расположены к востоку от Фроловской мегавпадины, 4 — на крайнем западе (за пределами или возле границы внутренней битуминозной области БГ по Ю. В. Брадучану [2]), остальные 9 — в зоне сочленения Краснотеневского свода и Фроловской мегавпадины и в районе Салымского мегавала. Лишь пятая часть (11 скважин) из вышеупомянутых 59 скважин характеризуется достаточно полным выносом керна в интервале баженовского горизонта.

Анализ показал, что во внутренней битуминозной высокоуглеродистой области БГ среди глинистых минералов преобладают гидрослюда и смешаннослойный минерал иллит-сметтит. В выборке из 1 355 проб (54 скважины) гидрослюда диагностируется во всех пробах, ее содержание достигает 34 % и в основном варьирует в диапазоне 5–15 % (рис. 4), среднее значение, мода и медиана распределения составляют 12 %.

Гидрослюды, по мнению ряда авторов [4, 5], являются гетерогенными образованиями. Гидрослюды модификации 1М являются аутигенными и образовались за счет катагенетической трансформации монтмориллонитовых образований, а гидрослюды модификации 2М₁ преимущественно аллотигенные.

Смешаннослойный минерал иллит-сметтит определен в 1 295 пробах. Его максимальное содержание — 28 %, концентрация в основном не превышает 10 %, в половине случаев $\leq 5\%$. Среднее значение — 6,6 %, мода и медиана распределения составляют 4 и 5 %.

Смешаннослойные смектитовые образования (ССО) в БС представлены смешаннослойными смектит-гидрослюдистыми сростками с нерегулярным чередованием слоев [4]. По поводу происхождения этих образований существуют две ос-

новые точки зрения, основное различие которых базируется на оценке роли экзогенного материала в изучаемых отложениях.

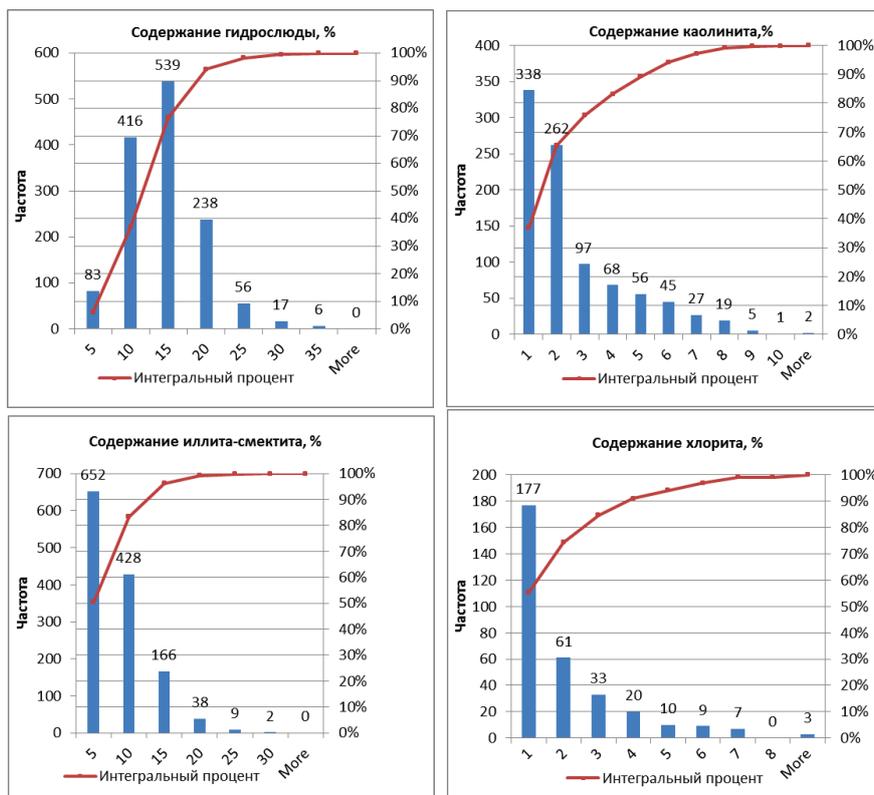


Рис. 4. Распределения содержаний глинистых минералов в отложениях базеновской свиты

Некоторые авторы [6] отрицают участие вулканогенного материала в формировании отложений БС и рассматривают происхождение ССО как катагенетическое (частично аллотигенное) за счет трансформации принесенного из коры выветривания монтмориллонита. Вследствие воздействия ряда факторов, препятствующих катагенетическим изменениям (изоляция толщи, консервирующая роль битумоидов, кремнезема, отсутствие пластовой воды, бедность калием и т. д.), гидрослюдизация монтмориллонита, несмотря на повышенную температуру, происходила значительно медленнее, чем во вмещающих глинах, поэтому здесь сохранились сростки с большим содержанием смектитового компонента.

Другие исследователи [7] предполагают, что образование смешаннослойных минералов гидрослюдисто-монтмориллонитового состава происходит за счет изменения кислого вулканогенного материала.

Каолинит содержится в 920 пробах, максимальное содержание — 14 %. Чаще всего его концентрация не превышает 2 %. Среднее значение — 2,6 %, мода и медиана распределения составляют 1 и 2 %.

Каолинит также, вероятно, имеет различное происхождение. Ближе к окраинным частям бассейна присутствует аллотигенный каолинит, который отлагался в относительно более мелководных, приближенных к источникам сноса районах. Это объясняется тем, что среди глинистых материалов он испытывает наиболее сильную коагуляцию, попадая с суши в воды бассейна с нормальной соленостью [8].

В 4 скважинах на крайнем западе рассматриваемой территории за пределами битуминозной высокоуглеродистой области БГ каолинит становится основным глинистым минералом со средней концентрацией в породе более 10 %. В скв. Северо-Западно-Толумской 11 015 в нижней подсвите мулымьинской свиты его содержание в среднем составляет 30–35 % по РСА.

Аутигенный каолинит может образовываться в результате процесса преобразования ССО → гидрослюда → каолинит [5], а может развиваться по органическим остаткам.

Реже всего в пробах отмечается хлорит (320 проб). При его наличии в пробе обычно (более чем в 50 % случаев) его содержание составляет менее 1 %, в 90 % случаев < 4 %. Среднее значение — 2,0 %, мода и медиана распределения совпадают и равняются 1 %.

В вышеупомянутых 4 скважинах на крайнем западе рассматриваемой территории средние концентрации хлорита достигают 5–15 % по РСА, в основном более высокие содержания отмечаются в кровельной части БГ.

Хлорит обычно присутствует в смеси с другими глинистыми минералами. Происхождение его преимущественно аллотигенное и частично трансформационное.

На рисунке 5 представлены типичные содержания основных вещественных компонентов и глинистых минералов в породах внутренней битуминозной высокоуглеродистой области БГ.

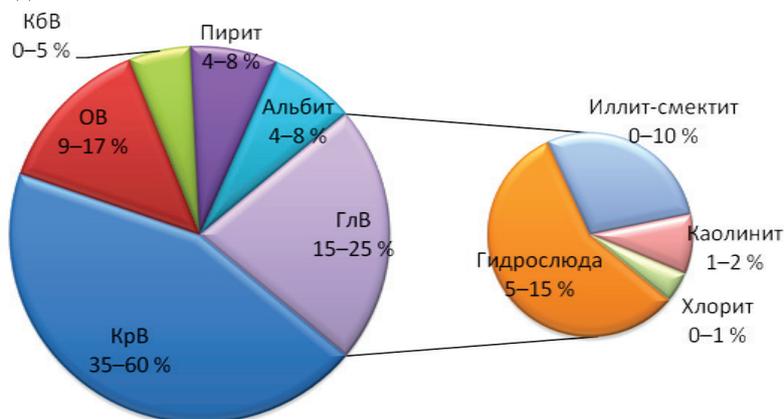


Рис. 5. Типичные содержания основных вещественных компонентов и глинистых минералов в породах внутренней битуминозной углеродистой области баженовского горизонта

К представленной выборке более чем из 3 000 проб была применена классификация пород БС по соотношению четырех породообразующих компонентов: кремнистого (КрВ), глинистого (ГлВ), карбонатного (КБВ) и органического веществ, предложенная А. Э. Конторовичем с соавторами [9]. Для деления пород на классы и подклассы были выбраны граничные значения концентраций: 25 и 50 % — для минеральных фаз и 10 % — для ОВ.

Среди силицитов (КрВ > 50 %) количество силицитов керогеновых (ОВ > 10 %) несколько превышает количество «собственно» силицитов: 18,8 против 15,0 %, среднее содержание керогена в подклассах составляет 13,2 и 6,9 %, кремнезема — 56,9 и 61,9 %.

В работе [9] класс аргиллитов (ГлВ > 50 %) представлен единственным подклассом аргиллитов кремнистых, встречаемость которых составляет 0,5 %. В проанализированной выборке аргиллиты разделились на кремнистые (1,9 %) и собственно аргиллиты (2,1 %), среднее содержание глинозем/кремнезем в этих литоти-

пах составляет 57,7/34,9 и 60,5/16,7 % в первом и втором случаях соответственно. Содержание керогена в глинистых породах низкое: 5,5 и 8,3 %.

Среди в целом малочисленных карбонатов (КбВ > 50 %) собственно карбонаты преобладают над керогеновыми карбонатами (3,7 против 0,3 %), соотношение карбонатные минералы/кероген составляет 70,6/3,6 и 60,1/14,8 % в первом и втором случаях соответственно.

В классе микститов (содержание ни одного из компонентов не достигает 50 %) по количеству преобладающих групп минералов с содержанием 25–50 % и керогена > 10 % выделяются микститы однокомпонентные (кремнистые, глинистые, карбонатные), двухкомпонентные (карбонатно-глинистые, кремнисто-глинистые, карбонатно-кремнистые, кероген-кремнистые, кероген-глинистые) и трехкомпонентные (кероген-глинисто-кремнистые и кероген-кремнисто-карбонатные). Две трети проб этого класса относятся к трем подклассам: кремнисто-глинистые (10,4 %), кероген-кремнистые (18,1 %) и кероген-глинисто-кремнистые (12,2 %).

Распределение классов и подклассов пород показано на треугольной диаграмме (рис. 6).

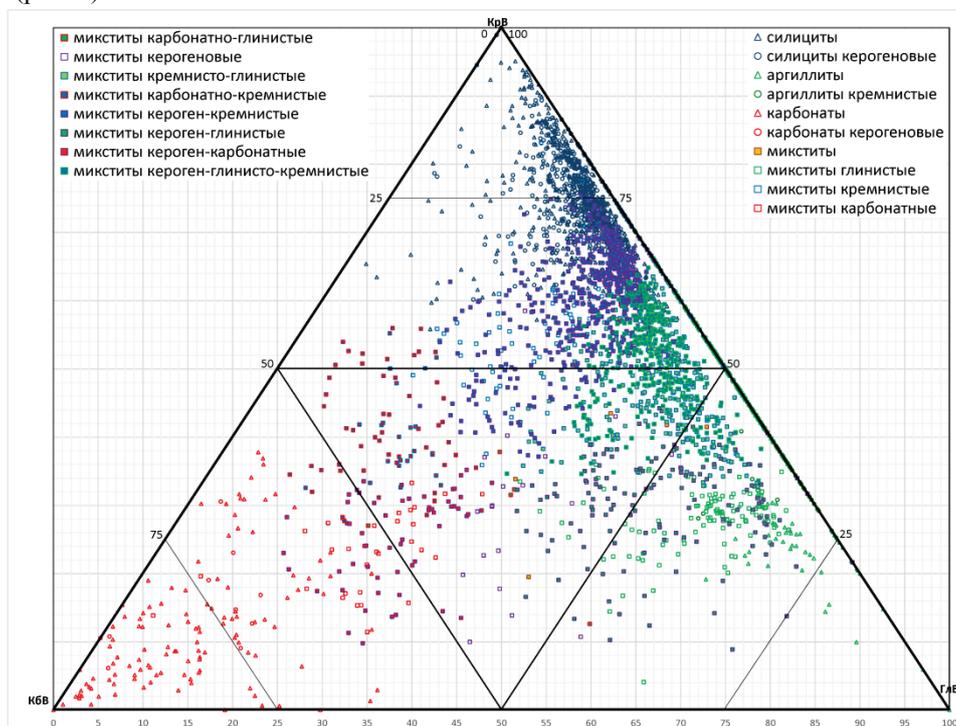


Рис. 6. Треугольная диаграмма вещественной классификации пород баженовской свиты

В вершинах треугольника — содержание кремнистого, карбонатного и глинистого веществ (КрВ, КбВ и ГлВ). Красный цвет выбран для карбонатного вещества, синий — для кремнистого, зеленый — для глинистого, фиолетовый — для керогена. Чистые разности показаны треугольниками, микститы — кружками, микститы — квадратами.

Диаграмма отражает высокую встречаемость и большие концентрации кремнезема в породах БС, глинистое вещество на втором месте по распространенности, но не в чистом виде, а в сочетании с другими компонентами, карбонаты встречаются реже, но зато их больше в чистом виде.

На рисунке 7 показаны средние содержания породообразующих компонентов в классах и подклассах пород БС.

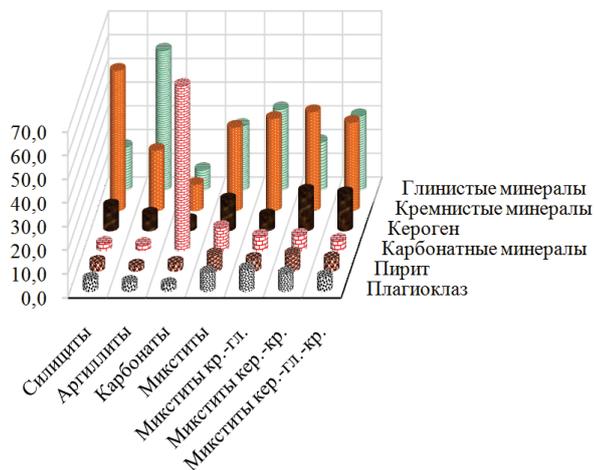


Рис. 7. Средние содержания порообразующих компонентов в классах и подклассах пород баженовской свиты

различается в 2–3 раза. Карбонаты содержат примерно одинаковое количество глинозема (9 %) и кремнезема (11 %).

Микститы, подтверждая свое название, характеризуются более высокими концентрациями керогена (13 %), пирита (7 %), альбита (плаггиоклаза) 8 %. Силициты содержат достаточно много ОВ — 10 %, а меньше всего его в карбонатах — 4 %.

Таким образом, проведенный анализ минерально-вещественного состава и разделение пород на классы показывают, что к целевым объектам с точки зрения продуктивности баженовской свиты могут быть отнесены силициты и микститы, поскольку они, с одной стороны, содержат больше всего органического вещества (то есть в том числе и углеводородов), с другой стороны, являются наиболее распространенными классами пород баженовской свиты.

Библиографический список

1. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 68–101.
2. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю. В. Брэдучан [и др.]. – Новосибирск: Наука, 1986. – 216 с.
3. Геология и геохимия нефти и газа / О. К. Баженова [и др.]. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
4. Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Литогеохимия мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / М-во образования и науки РФ, Тюмен. гос. нефтегазовый ун-т, Ин-т геологии и нефтегазодобычи. – Тюмень: Альфа-СТАМП, 2015. – 103 с.
5. Сидоренко О. В., Зонн М. С., Корж М. В. Некоторые закономерности формирования и коллекторские свойства глинистых пород баженовской свиты Западной Сибири. – М.: ИГиРГИ, 1986. – С. 27–41.
6. Ушатинский И. Н., Гаврилова Л. М., Волкова Л. Я. Геохимия порообразующих и малых элементов баженовской свиты Среднего Приобья // Геохимия сложнопостроенных месторождений нефти и газа. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. – С. 44–62.
7. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф. Г. Гурари [и др.]. – М.: Недра, 1988.
8. Саркисян С. Г., Котельников Д. Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1980.
9. Классификация пород баженовской свиты / А. Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 11. – С. 2034–2043.

Сведения об авторе

Оксенойд Елена Ефимовна, заведующий лабораторией геологии баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана, г. Тюмень, тел. 8(3452)404708, e-mail: oksenoyd@crru.ru

Information about the author

Oksenoyd E. E., Head of Laboratory of Bazhenov-Abalak Oil and Gas Bearing Complex, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)229708, e-mail: oksenoyd@crru.ru

Представлены основные классы пород: силициты, аргиллиты, карбонаты, микститы и три наиболее представительных подкласса микститов: кремнисто-глинистые, кероген-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые.

Карбонаты характеризуются самым высоким средним содержанием «титального» элемента (70 %), в силицитах и аргиллитах по 59 % кремнистых и глинистых минералов. Силициты и аргиллиты содержат очень мало карбонатного материала — по 3 %, а содержание кремнистого и глинистого веществ в них

УДК 553.98(553.046)

**ЗОНЫ АНОМАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ НЕОКОМСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ЮГРЫ**

**AREAS OF ABNORMAL STRUCTURE OF BAZHENOV FORMATION
IN CONNECTION WITH THE OIL AND GAS BEARING OF NEOCOMIAN
DEPOSITS IN THE TERRITORY OF THE KHANTY-MANSIYSK
AUTONOMOUS OKRUG — UGRA**

Е. В. Олейник

E. V. Oleynik

*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилльмана,
г. Тюмень*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: аномальный разрез баженовской свиты; перспективы
нефтегазоносности; неокомские отложения*

*Key words: areas of abnormal structure of Bazhenov formation; petroleum potential;
Neocomian deposits*

Зоны аномального строения баженовской свиты многие годы привлекают внимание исследователей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. С одной стороны, это объект со сложным геологическим строением, опубликовано много гипотез способа их формирования. С другой стороны, в пределах аномальных зон выявлено немало скоплений углеводородов, что вызывает дискуссии по перспективам их нефтеносности.

В Научно-аналитическом центре рационального недропользования (НАЦ РН) им. В. И. Шпилльмана многие годы систематизируются данные по аномальным разрезам на территории ХМАО — Югры с целью изучения их собственной нефтеносности и их влияния на нефтеносность вышележающих отложений неокома. В рамках этих работ проанализированы данные геофизических исследований (ГИС) поисково-разведочного бурения (более 3 000 скважин), откартированы границы распространения зон с аномальным строением баженовской свиты, проведено сопоставление границ аномалий, выделяемых по сейсмическим материалам, и границ, проведенных по данным бурения, проанализировано распределение залежей нефти в пределах зон аномального строения баженовских отложений, выявлена взаимосвязь нефтеносности клиноформной части неокома с появлением в разрезе зон аномального строения.

Исследованием аномальных разрезов занимаются многие специалисты Западной Сибири. Существует несколько точек зрения на вопрос формирования аномальных зон: модель подводно-оползневого генезиса А. А. Нежданова [1]; модель регионального выклинивания баженовских литофаций на разных стратиграфических уровнях, изложенная О. М. Мкрчяном [2]; механизм формирования аномалий за счет биохимической модели маргинального фильтра В. Ф. Гришкевича [3]; модель клавишного погружения И. С. Гутмана [4] и др. Региональная схема размещения зон аномального строения баженовской свиты по территории провинции, представленная А. А. Неждановым, базируется преимущественно на материалах сейсморазведки. Выделены аномалии более чем на 30 площадях провинции. Однако на современной стадии изученности бассейна данные бурения скважин существенно корректируют границы аномальных зон. На рисунке 1 приведена схема размещения зон аномальных разрезов А. А. Нежданова в сопоставлении с границами аномалий, принятыми в НАЦ РН.



Рис. 1. Сопоставление распределения зон аномальных разрезов на территории ХМАО — Югры: 1 — зоны аномальных разрезов по А. А. Нежданову; 2 — зоны аномальных разрезов по данным геофизических исследований скважин (НАЦ РН)

Выделение аномальных разрезов в НАЦ РН проведено по данным поисково-разведочного бурения на территории развития клиноформных резервуаров неокомского нефтегазоносного комплекса (НГК). По данным ГИС в аномальные разрезы включены скважины с отличными от типичной «баженовской» записи показаниями геофизических методов. Как правило, это равномерное чередование по разрезу высокоомных с повышенной радиоактивностью прослоев битуминозных пород и прослоев с характеристиками песчано-алевритовых пород. Есть вариант записи аномалии, который характеризуется преобладанием в разрезе битуминозных пород, причем их основная мощность приурочена к кровельной части разреза.

В целом местоположение зон обоих вариантов совпадает. В некоторых случаях отличаются контуры зон. Как правило, по данным ГИС площадь аномалии существенно больше, чем по сейсмическим данным. Кроме того, некоторые контуры, выделенные по аномальной записи сеймики, не подтверждаются данными бурения. По данным ГИС свита однозначно выделяется в разрезе, закономерности изменения геофизических характеристик идентичны нормальному разрезе свиты, отличие только в мощности отложений, почти в два раза превышающей среднюю мощность свиты на территории округа. Встречается и обратная ситуация, когда аномалия выделена только по данным ГИС, что можно объяснить отсутствием сейсмической информации на момент обобщения материалов автором работы.

В западной части зон аномального строения баженовской свиты, между монолитными битуминозными породами баженовской свиты и отложениями георгиевской свиты по данным бурения выделяется пропласток песчано-алевритового состава. По данным материалов сейморазведочных работ выделение этого, как правило, незначительного по мощности пропластка невозможно. Прослеживается он только по данным ГИС, но на многих территориях с аномальным строением отложений баженовской свиты. Поэтому можно предполагать его развитие повсемест-

но в западной части прослеживаемых по сейсмическим материалам аномальных зон. За счет такого типа разреза площади аномальных зон, выделенные по данным ГИС, превосходят площади аномалий по сейсмическим материалам.

В районе зон аномального строения сосредоточено большое количество залежей углеводородов. Выявленные залежи приурочены как к коллекторам внутри аномального разреза, так и к песчано-алевритовым породам ачимовской толщи, залегающим непосредственно над аномальным разрезом. На примере одной из аномальных зон (рис. 2) видно, что скопления углеводородов аномального разреза сосредоточены в западной части зоны. На рисунке приведены два варианта выделения зон — по сейсмическим материалам и по данным поисково-разведочного бурения. Прослеживается несовпадение контуров в западной и северо-западной частях аномалии, где развит описанный выше тип аномалии. Основная часть нефтеносности в аномальном разрезе выявлена именно в зоне несовпадения контуров. Притоки, получаемые в скважинах этой части аномальных зон, достигают $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более. Залежи выявлены и на территории совпадения контуров, то есть в зоне увеличения мощности аномального разреза, где наблюдается неоднократное чередование битуминозных и песчано-алевритовых пород. Опираясь на представленные данные по одной из зон, детально изученной сейсмическими работами и поисково-разведочным бурением, перспективы в аномальном разрезе для слабо изученных бурением территорий можно связывать с западной частью аномальных зон, выделенных по сейсмическим материалам.

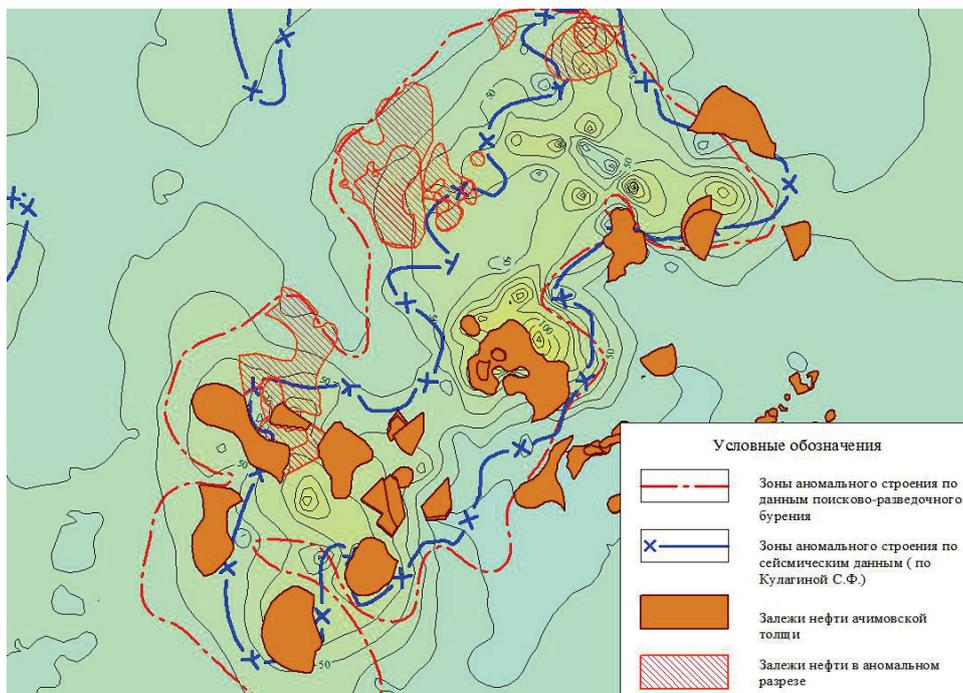


Рис. 2. Схема распределения залежей в районе зоны аномального строения баженовской свиты

Значительное количество залежей нефти в районе зон аномальных разрезов выявлено в отложениях ачимовской толщи. Косвенным доказательством того, что органика баженовской свиты является источником углеводородов для выше- и нижезалегающих нефтегазоносных комплексов, является сопоставление закономерностей изменения свойств органического вещества (ОВ) баженовской свиты и

ее возрастных аналогов с закономерностями изменения свойств нефтей неокомского, баженовского и васюганского нефтегазоносных комплексов [5]. Свойства нефтей по трем НГК взяты из баланса, картирование проведено по данным 3 806 залежей. Методика определения типа ОВ в отложениях свиты и распределение областей развития выделенных типов органики на территории ХМАО — Югры представлены в работе [6]. В составе неокомского НГК выделяются неосложненный и осложненный подкомплексы. Осложненный подкомплекс представляет собой совокупность клиноформных резервуаров. Сопоставление выделенных типов ОВ в отложениях баженовской свиты проведено для каждого клиноформного резервуара осложненной части неокомского НГК.

Во всех клиноформных резервуарах на территориях, в плане совпадающих с зоной развития керогена типа I (по пиролитическим данным значение водородного индекса превышает 600 мг УВ/г $C_{орг}$), выявлены более тяжелые нефти с плотностью более 0,85 г/см³, с высоким содержанием серы более 1 %, характерные для морских осадков восстановительной обстановки. В неокомских отложениях на территориях за пределами зоны развития керогена типа I выявлены более легкие нефти с низким содержанием серы, формирующиеся по данным Тиссо в пластах более мелководных и прибрежных осадков. Таким образом, прослеживается взаимосвязь ОВ баженовских отложений и нефтей неокома.

Полностью области различных типов ОВ баженовской свиты и свойств нефтей в клиноформных резервуарах не совпадают в случае, если ачимовская часть резервуара расположена в зоне развития ОВ одного из выделенных в баженовской свите типов, а шельфовая часть попадает в другую область ОВ. Нефти залежей шельфовой части, попадая в область другого типа ОВ, сохраняют свойства ачимовских нефтей. То есть наблюдается сохранение свойств нефтей внутри резервуара по направлению сноса материала, что может свидетельствовать о гидродинамической связи в клиноформных резервуарах ачимовских и шельфовых пластов. Для подтверждения генезиса нефтей неокомской части разреза необходимы детальные исследования геохимическими методами как их состава, так и состава органического вещества предполагаемой нефтематеринской свиты.

Отталкиваясь от гипотезы о том, что ОВ баженовской свиты генерирует углеводороды неокомского НГК, нефтеносность ачимовских отложений в связи с близостью источника должна быть повсеместна. Однако равномерного поля нефтеносности на практике не наблюдается. Для того чтобы количественно определить влияние тех или иных геологических параметров на нефтеносность ачимовских и шельфовых пластов клиноформных резервуаров, на территории развития почти каждого из них были выделены эталонные участки. Это территории, хорошо изученные бурением и сейсмическими работами, с выявленной или не выявленной нефтеносностью.

Первичная миграция углеводородов из нефтепроизводящих толщ в проницаемые породы зависит от степени расслоенности, дислоцированности обогащенных органическим веществом образований. Чем больше поверхность соприкосновения нефтепроизводящих пород с проницаемыми породами, тем больше глубина их дренирования. Как описано выше, основными генерирующими породами для осложненного подкомплекса неокомского НГК являются отложения баженовской свиты. Наиболее благоприятными для первичной миграции являются зоны ее аномального строения, где битуминозные породы дислоцированы и переслаиваются с проницаемыми породами ачимовской толщи. Для описания этого использован параметр — доля зон аномального строения баженовской свиты $D_{ан}$ на участке. Он определяется как отношение площади аномалии к площади битуминозных пород, которая для каждого участка своя.

Зависимость параметра $D_{ан}$ от плотности начальных суммарных ресурсов клиноформных резервуаров рассматривалась в целом, а также влияние параметра на

нефтеносность шельфовой и ачимовской частей резервуаров — отдельно. Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти клиноформных резервуаров с параметром составляет 0,81 по 23 эталонным участкам (рис. 3).



Рис. 3. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения баженовской свиты на участке

Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти в шельфовой части резервуаров с рассматриваемым параметром также имеет высокое значение 0,81 (рис. 4).



Рис. 4. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти шельфовой части осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения баженовской свиты на участке

Корреляционная зависимость параметра $D_{ан}$ с плотностью ресурсов нефти в ачимовской части клиноформных резервуаров менее выраженная (рис. 5), несмотря на высокое значение коэффициента корреляции 0,75. Судя по распределению точек на графике, нефтеносность ачимовских отложений осложненного подкомплекса менее зависит от наличия зон аномального строения баженовской свиты на участке, чем нефтеносность шельфовой части клиноформных резервуаров. Условия для первичной миграции углеводородов в ачимовские отложения одинаково благоприятны как в зонах аномального строения баженитов, так и на территориях с монолитным строением баженовской свиты. И в том и в другом случае вмещающие отложения расположены в непосредственной близости к источнику углеводородов. Формирование залежей в ачимовской толще зависит от структурного фактора и, учитывая ее линзовидное строение, от наличия литологических экранов.

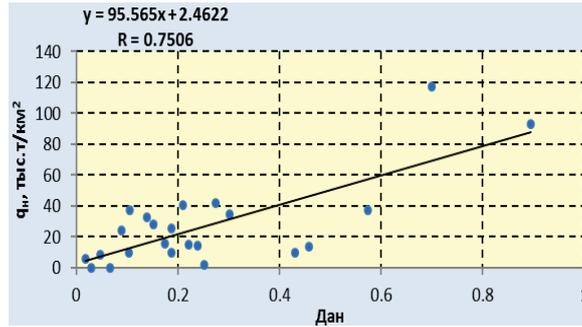


Рис. 5. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти ачимовской части осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения баженовской свиты на участке

Важным параметром, описывающим процесс первичной миграции углеводородов из основного продуцирующего горизонта, является толщина подачимовских глин — $h_{\text{подач}}$. Подачимовская пачка препятствует переходу углеводородов в проницаемые отложения клиноформных резервуаров, в первую очередь ачимовской толщи.

Подачимовские глины — наиболее проблематичный параметр для картирования. При построении мощности подачимовских глин в пределах зоны ее развития использованы данные около 3 200 скважин (рис. 6). «Чистые» глины в разрезе пачки можно принять в качестве флюидоупора между нефтематеринскими баженовскими породами и вмещающими залежи нефти отложениями ачимовской толщи. По данным ГИС они характеризуются низкими сопротивлениями (до 4–5 Ом·м) и формированием каверны по данным метода кавернометрии. Именно по таким характеристикам и возможности определялись подачимовские глины для построения данной карты.

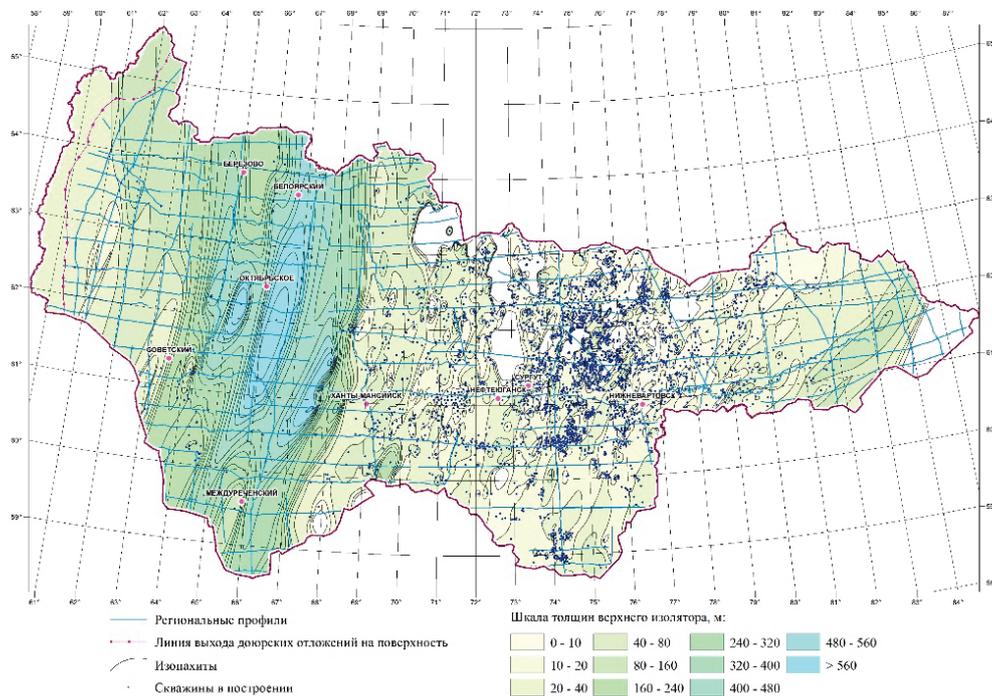


Рис. 6. Карта толщин подачимовской пачки

Значения толщин глин подачимовской части разреза сильно дифференцированы. Максимальные значения достигают 100 м и более, минимальные составляют 5–10 м вплоть до полного отсутствия подачимовских глин. Зоны отсутствия изолятора в основном совпадают с границами зон аномального строения баженовской свиты. В такой ситуации неясно, какую часть разреза можно назвать подачимовской, и значение толщины подачимовских глин принимается равным 0. Кроме того, уменьшение толщин подачимовской пачки вплоть до полного отсутствия подачимовских глин наблюдается в зонах примыкания ачимовских линз к кровле баженовской свиты.

В целом на территории развития ачимовских отложений толщина подачимовских глин не превышает 30 м, за исключением локальных участков отсутствия ачимовской толщи, например, в скв. 170 Чапровой площади. Увеличение толщин изолятора наблюдается в восточном и западном направлениях к границам распространения ачимовских пород в пределах ХМАО — Югры. Западнее границы примыкания ачимовских пород клиноформного резервуара АС₁₀₋₁₂ к отложениям баженовской свиты толщина изолятора резко увеличивается.

В зоне развития клиноформного резервуара АС_{7,9} ачимовские отложения по данным полевого описания керна представлены тонким переслаиванием алевролитов и глин. Кривая потенциала самопроизвольной поляризации слабо дифференцирована, о наличии песчано-алевритовых прослоев в разрезе можно судить лишь по данным гамма-каротажа и повышенным значениям кривых кажущихся сопротивлений. Песчано-алевритовый материал по площади возможного развития ачимовских пластов резервуара распределен неравномерно. Уже в пределах развития резервуара АС_{7,9} толщины изолятора на отдельных участках увеличиваются до 300 м.

Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти клиноформных резервуаров с этим параметром составляет 0,73 (рис. 7). Более высокий коэффициент корреляции с параметром $h_{\text{подач}}$ получен с плотностью ресурсов шельфовой части клиноформных резервуаров. Коэффициент корреляции составляет 0,81 (рис. 8). Зависимость плотности ресурсов в ачимовской части резервуаров с толщиной подачимовской пачки значительно хуже, чем с плотностью ресурсов в шельфовых отложениях и в клиноформных резервуарах в целом. Коэффициент корреляции составил 0,49.

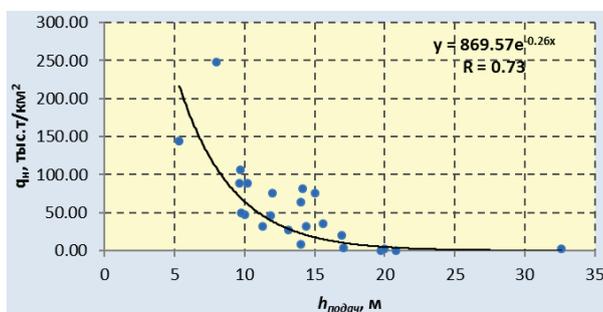


Рис. 7. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях осложненного подкомплекса от мощности подачимовской пачки

Отсутствие корреляции описанных параметров с нефтеносностью ачимовских отложений и в то же время зависимость этих параметров с нефтеносностью шельфовых пластов неоконного НГК можно объяснить наличием гидродинамической связи ачимовской и шельфовой частей в клиноформных резервуарах неокома. Надачимовские отложения принято считать мощной глинистой крышкой, перекрывающей ачимовские отложения. Однако по данным ГИС в склоновой части разреза часто прослеживаются линзы песчано-алевритовых пород, на отдельных

площади разрез опесчанен настолько, что затруднительно выделение кровли ачимовских отложений.

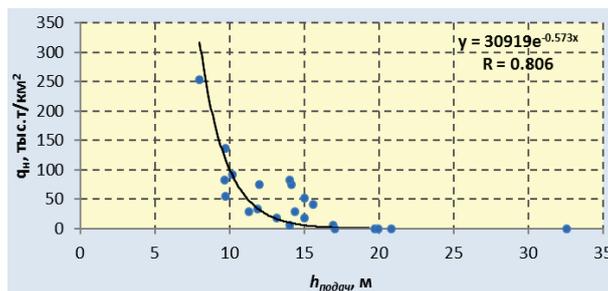


Рис. 8. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти шельфовой части осложненного подкомплекса от мощности подачимовской пачки

Таким образом, в ходе работ выделены зоны аномального строения баженовской свиты по данным поисково-разведочного бурения. Сопоставление вариантов выделения аномальных разрезов по материалам сейсмических работ и по данным бурения дает возможность уточнить контуры аномалий при отсутствии в районе свиты скважинной информации и исключить из аномальных разрезов выделенные по сейсмическим материалам зоны увеличенных толщин свиты, в которых по данным бурения строение отложений бажена не нарушено. Взаимосвязь изменения типов ОВ баженовской свиты и свойств нефтей клиноформных резервуаров подтверждает, что объем генерирующих пород для неокомского НГК в основном состоит из баженовских битуминозных отложений.

Выявлена корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях клиноформных резервуаров неокома с зонами аномального строения баженовской свиты. Объем миграции из битуминозных пород баженовской свиты зависит от ее строения. В случае переслаивания проницаемых пород ачимовской толщи с битуминозными прослоями с повышенным содержанием ОВ улучшаются условия для миграции углеводородов. Следовательно, объем эмигрировавших углеводородов при аномальном строении больше, что не может не оказывать влияние на нефтеносность ачимовских и шельфовых пластов клиноформных резервуаров. Проницаемые отложения ачимовской толщи рассматриваются в качестве пластов-проводников для мигрирующих из нижней части разреза резервуара углеводородов. В случае, когда баженовская свита представляет собой монолитную толщу, эмиграции углеводородов из нее в проницаемые породы ачимовских отложений может препятствовать подачимовская пачка. Закономерности распределения нефтеносности внутри аномальных разрезов баженовской свиты и выявленная зависимость плотности ресурсов нефти отложений клиноформной части неокомского НГК с зонами аномальных разрезов могут служить критерием поисковых работ в клиноформной части неокомского НГК и использоваться при количественной оценке потенциальных ресурсов комплекса.

Библиографический список

1. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов [и др.]. – М., 2000. – 247 с.
2. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья / О. М. Мкртчян [и др.]. – М.: Наука, 1990. – 108 с.
3. Гришкевич В. Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. – Тюмень: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2005. – 116 с.
4. Гутман И. С., Качкина Е. А., Арефьев С. В. Особенности геологического строения нижнемеловых и верхнеюрских отложений Северо-Покачевского месторождения // Геология нефти и газа. – 2015. – № 1. – С. 53–62.
5. Типы керогена баженовской свиты по данным пиролиза и их сопоставление с параметрами нефтей / Е. Е. Оксенюк [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 34–43.
6. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты / В. А. Волков [и др.] // Вестник недропользователя. – 2016. – № 28. – С. 3–18.

Сведения об авторе

Олейник Елена Владимировна, заведующий лабораторией геологии неокомских отложений, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилмана, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)621868, e-mail: oleynik@crru.ru

Information about the author

Oleynik E. V., Head of the Laboratory of Geology of Neocomian Sediments, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)621868, e-mail: oleynik@crru.ru

УДК 553.981.2:552.08

**НЕТРАДИЦИОННЫЙ КОЛЛЕКТОР НИЖНЕБЕРЕЗОВСКОЙ
ПОДСВИТЫ И КРИТЕРИИ ЕГО ВЫДЕЛЕНИЯ**
NON-TRADITIONAL RESERVOIR OF THE LOWER-BEREZOVSKAYA
SUBFORMATION AND ITS SEARCHING CRITERIA

Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев
D. B. Rodivilov, P. N. Kokarev, V. G. Mamyashev

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: нижнеберезовская подсвита; глинистая опока;
нетрадиционный коллектор; порово-трещинный коллектор*
*Key words: the Lower-Berezovskaya subformation; argillaceous gaize;
non-traditional reservoir; porous fractured reservoir*

Газоперспективность отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири подробно проанализирована в работах [1, 2]. Для ряда районов, имеющих устойчивое падение добычи газа сеноманских залежей, отложения нижнеберезовской подсвиты признаны как возможный источник ее поддержания. В связи с этим необходимы детальные исследования этого относительно нового объекта газодобычи, в первую очередь следует определить характеристики коллектора и критерии его выделения по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

В данной работе рассматриваются результаты ГИРС и лабораторного изучения керна двух скважин Медвежьего месторождения Надым-Пур-Газовского региона. Данные скважины пробурены в период с 2015 по 2016 годы, бурение происходило с применением безводных нефилтрующих растворов на полимерной и углеводородной основах. В скважинах проведен современный расширенный комплекс ГИС, а также целенаправленно отобран и изучен изолированный керн.

Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты сенона в пределах Надым-Пур-Газовского региона Западной Сибири представлен опоками, глинистыми в различной степени. В работе [3] подробно описаны результаты лабораторных исследований керна отложений нижнеберезовской подсвиты одного из месторождений Надым-Пур-Газовского региона.

Исследователи отмечают, что особенностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) рассматриваемых коллекторов является низкая проницаемость — менее 1 мД наряду с достаточно высокой общей пористостью — от 24 до 40 %. В глинистых опоках нижнеберезовской подсвиты выделяют три основных типа пустотного пространства: крупные поры биокластов, естественные трещины, а также поры микрокристаллического (также аморфного) кремнезема и глинистых минералов. Причем по результатам ртутной порометрии и адсорбционно-структурного анализа последний тип пустотного пространства представляется наиболее емким и связующим в единое пространство все типы пустот.

Геологический разрез нижнеберезовской подсвиты представляет собой последовательность пластов НБ0, НБ1 и НБ2. По данным рентгеноструктурного анализа

(РСА) глинистые опокы нижнеберезовской подсвиты (рис. 1) содержат примерно 30 % алюмосиликатных глин и 65 % кремнезема различной кристаллографии. Отличительной особенностью опок пласта НБ1 является наличие в минеральном составе слабо кристаллической, а зачастую аморфной по своей структуре опал-кристобалит-тридимитовой фазы кремнезема (ОКТ-фаза).

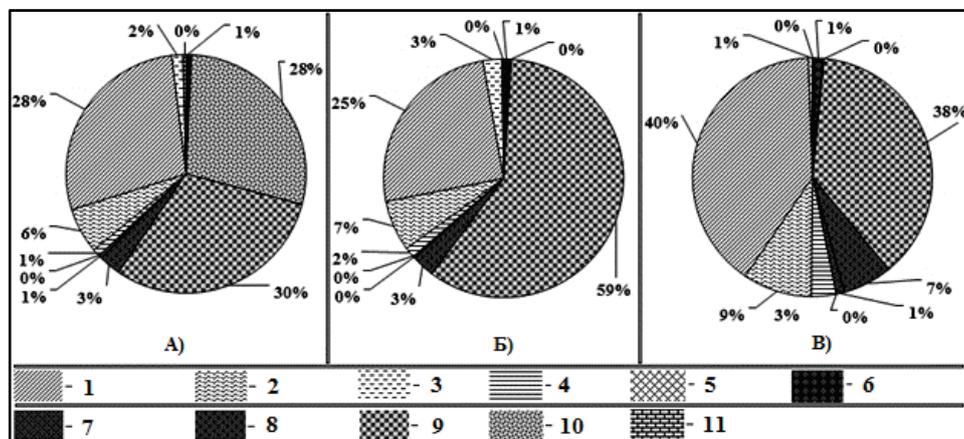


Рис. 1. Минеральный состав пород нижнеберезовской подсвиты и кузнецовской свиты по данным РСА: А) — пласт НБ1 нижнеберезовской подсвиты; Б) — пласт НБ2 нижнеберезовской подсвиты; В) — кузнецовская свита; 1 — монтмориллонит; 2 — гидрослюда; 3 — цеолит; 4 — хлорит; 5 — каолинит; 6 — пирит; 7 — ортоклаз; 8 — альбит; 9 — кварц; 10 — ОКТ-фаза; 11 — кальцит

Породами, подстилающими отложения нижнеберезовской подсвиты, являются глины кузнецовской свиты, они также изучены методом РСА. Глинистая составляющая в этих породах доминирует над кремнистой (см. рис. 1). Глины верхней части кузнецовской свиты содержат примерно 50 % глинистых минералов и 40 % кремнезема.

Увеличение глинистости на границе березовской и кузнецовской свит отражается и на показаниях методов ГИС, в частности на кривых спектрометрического гамма-каротажа (СГК). Глинистые породы кузнецовской свиты характеризуются повышенной суммарной радиоактивностью по сравнению с сенонскими отложениями и увеличенным содержанием радиоактивных изотопов тория и калия. Эффект увеличения глинистости отражается на повышении объемной плотности по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГК-П) до 2,3 г/см³. Также данная граница подтверждается результатами определения пористости керна, кремнистые глины кузнецовской свиты характеризуются средним значением коэффициента пористости около 0,230 д.ед, в то время как пористость кремнистых пород сенона в среднем составляет около 0,320 д.ед.

Выше по разрезу нижнеберезовские отложения перекрываются глинами верхнеберезовской подсвиты. Минеральный состав данных отложений не изучен. Глины верхнеберезовской подсвиты, как и подстилающие глины кузнецовской свиты характеризуются на фоне отложений нижнеберезовской подсвиты повышенными показаниями радиоактивности и плотности (достигает 2,26 г/см³).

Определение геологических границ залегания отложений нижнеберезовской подсвиты уверенно осуществляется по падению уровня естественной радиоактивности по гамма-каротажу (ГК) на фоне вмещающих глин. Такой подход дополнительно контролировался показаниями методов индукционного каротажного зондирования (ИКЗ) или высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Дело в том, что вмещающие глины характеризу-

ются значением УЭС от 1,5 до 2,5 Ом·м, в то время как глинистым опокам нижеберезовской подсвиты характерны значения УЭС, превышающие 3,0 Ом·м. В совокупности показания радиоактивных методов (ГК, ГГК-П) и электрометрии скважин позволяют надежно определить геологические границы нижеберезовской подсвиты.

Выделение коллекторов

Одна из фундаментальных проблем при оценке запасов газа нижеберезовской подсвиты — отсутствие на сегодняшний день однозначного понимания и определения коллектора таких залежей [2]. Это связано с тем, что до настоящего момента, за исключением ограниченных исследований пористости и проницаемости, ФЕС рассматриваемого коллектора почти не были изучены.

Бурение скважин с применением нефилтрующих растворов исключает возможность выделения коллекторов по прямым качественным признакам проникновения бурового раствора. Радиальный градиент УЭС по показаниям зондов различной глубинности (ИКЗ, ВИКИЗ) отсутствует. По данным кавернометрии в скважинах фрагментарно отмечается наличие глинистой корки до 2 мм, однако для большей части разреза диаметр скважин максимально приближен к номинальному значению. Наличие или отсутствие корки не коррелируется с другими видами каротажа, в связи с чем не может служить критерием для выделения коллекторов в отложениях нижеберезовской подсвиты.

В условиях отсутствия по разрезу скважин в интервале нижеберезовской подсвиты явных прямых качественных признаков нами были реализованы статистический и корреляционный способы определения косвенных количественных критериев выделения коллекторов.

Статистический способ. Испытания разреза нижеберезовской подсвиты проводились с применением аппаратуры гидродинамического каротажа (прибор серии MFT компании Weatherford). Всего по двум скважинам проведено 57 опробований, 29 из которых выявили подвижность флюида. Помимо того, проведено два опробования интервала нижележащей кузнецовской свиты, результаты показали отсутствие подвижности флюида в кремнистых глинах.

В целях реализации статистического способа выделения коллекторов, на основе результатов исследований прибором гидродинамического каротажа (ГДК), все объекты испытаний были разделены на две статистические выборки: «проницаемые» и «непроницаемые» породы. Статистическая обработка реализовывалась путем построения интегральных распределений коэффициента пористости $Kп$, определенного по ГГК-П с учетом

влияния газа. Полученное в результате статистического анализа (рис. 2) граничное значение $Kп$ равно 0,341 д.ед. имеет достаточно низкую (около 40 %) достоверность. Применение прочих геофизических характеристик, таких как двойной разностный параметр ГК или водородосодержание по нейтронному каротажу (НК), показывает еще меньшую эффективность разделения пород на «проницаемые» и «непроницаемые».

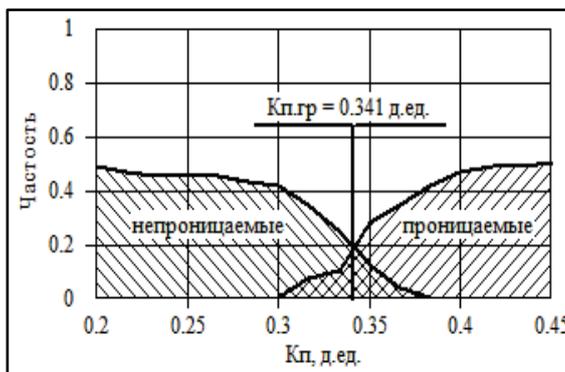


Рис. 2. Интегральные распределения коэффициента пористости по двум выборкам по результатам гидродинамического каротажа

В результате установлено, что в условиях низкопроницаемого коллектора со сложным по структуре пустотным пространством, в котором преобладают поры субкапиллярного размера, отсутствие подвижности флюида по данным ГДК не является достаточным основанием для отнесения пласта к неколлектору. Как итог, статистический способ показал себя недостаточно надежным методом выделения интервалов коллекторов в разрезе нижеберезовской подсвиты.

Корреляционный способ. В основе данного способа лежит анализ ФЕС пород нижеберезовской подсвиты. Отбор изолированного керна позволил определить естественную водонасыщенность ($Kв$) образцов глинистых опок экстракционно-дистилляционным методом (ЭДМ). Образцы, участвующие в специальных исследованиях, представляют собой коллекцию изолированного керна двух скважин, целенаправленно и равномерно отобранную по всей толще нижеберезовской подсвиты. Всего коллекция состоит из 56 образцов, 52 из которых отобраны из керна отложений нижеберезовской подсвиты и 4 образца — из кузнецовской свиты.

Глинистые опок нижеберезовской подсвиты характеризуются значениями коэффициентов $Kп$ от 0,263 до 0,387 д.ед. и в среднем составляет 0,323 д.ед., $Kв$ — от 0,310 до 0,885 д.ед. и в среднем составляет 0,625 д.ед.

Кремнистые глины кузнецовской свиты характеризуются значениями коэффициентов $Kп$ от 0,223 до 0,24 д.ед. и в среднем составляет 0,231 д.ед., $Kв$ — от 0,799 до 0,826 д.ед. и в среднем составляет 0,812 д.ед.

В классическом варианте корреляционный способ определения критериев коллектора основан на построении взаимосвязи коэффициентов общей и эффективной пористости [4]. В нашем случае капилляриметрические исследования с целью определения $Kво$ на предварительно экстрагированных и высушенных образцах были неудачны. Сухие образцы при насыщении их моделью пластовой воды почти моментально разрушаются, что связано с набуханием кластера глинистых минералов монтмориллонитового ряда. Изучаемые опок характеризуются достаточно высокой глинистостью, в среднем составляющей примерно 28 % [3].

По результатам многочисленных испытаний в закрытом стволе скважин притоков пластовой воды в интервале нижеберезовской подсвиты не зафиксировано. Другими словами, на данном этапе изученности коллектора этих отложений с определенной долей условности можно заявить, что общая естественная водонасыщенность, определенная на изолированном керна, является остаточной.

С учетом этого, коэффициент эффективной пористости $Kп.эф$ рассчитывается по формуле

$$Kп.эф = Kп \cdot (1 - Kв),$$

где $Kв$ — коэффициент общей водонасыщенности, определенный с помощью ЭДМ.

На рисунке 3 продемонстрировано сопоставление коэффициентов эффективной и общей пористости, черными точками представлены образцы керна нижеберезовской подсвиты, кружками — кузнецовской свиты.

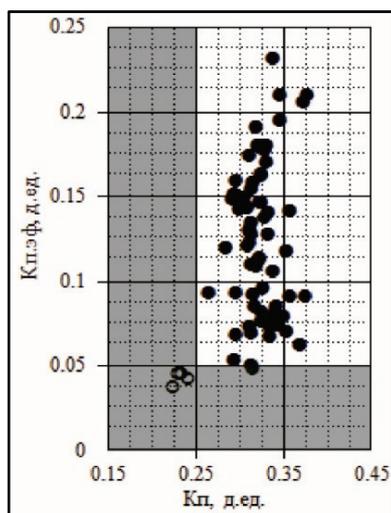


Рис. 3. Сопоставление коэффициента эффективной пористости с коэффициентом открытой пористости в атмосферных условиях

Из представленного на рисунке сопоставления следует, что корреляционная связь между эффективной и общей пористостью отсутствует.

Согласно определению, коллектором углеводородов называют горную породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах [4].

Исходя из результатов анализа изолированного керна, представленных на рисунке (см. рис. 3), можно сделать вывод, что первое условие коллектора свойственно для всей коллекции образцов, в том числе и для кремнистых глин верхней части кузнецовской свиты. Наличие эффективной пористости не противоречит ранее отмеченным газопроявлениям при бурении глин кузнецовской свиты, естественно, эти газопроявления менее интенсивны, чем из интервала отложений нижеберезовской подсвиты [5].

Успешные результаты многочисленных испытаний [1, 2, 5] всей толщи нижеберезовской подсвиты доказывают второе условие коллектора относительно данных отложений — способность отдавать углеводороды. Это условие, возможно, выполнимо и для кремнистых глин верхней части кузнецовской свиты, но только в случае применения методов технологического воздействия на пласт. Однако даже тогда получение значимых дебитов из отложений кузнецовской свиты маловероятно.

Другими словами, формально коллектором можно считать как глинистые ополки нижеберезовской подсвиты, так и кремнистые глины кузнецовской свиты. Однако на данном этапе изучения этих пород следует принять кремнистые глины верхней части кузнецовской свиты как неколлектор, а в качестве количественных критериев выделения коллекторов принять их максимальные ФЕС равные 0,250 д.ед. для Kn и 0,050 д.ед. для $Kn.эф$. Область неколлектора, ограниченная этими величинами, представлена серым фоном (см. рис. 3).

Следует отметить, что изолирование керна проходило в атмосферных условиях на устье скважины. Соответственно, необходимо учесть относительное завышение $Kn.эф$ в результате объемного расширения керна. Уравнение, позволяющее привести значения $Kn.эф$ к термобарическим условиям (В. Г. Мамяшев, 2002 г.), имеет вид

$$Kn.эф(пл.усл.) = Kn \cdot \left(\beta - K\epsilon \cdot \left(\frac{1 - \beta \cdot Kn}{1 - Kn} \right) \right),$$

где β — коэффициент объемной сжимаемости, численно равный в данном случае 0,97. Данный параметр установлен по результатам исследования керна в пластовых условиях при эффективном давлении 11,2 мПа и температуре 25 °С. Коэффициент β определяется по формуле

$$\beta = Kn(пл.усл.) / Kn.$$

На рисунке 4 представлено сопоставление значений коэффициентов эффективной и общей пористости, приведенных к термобарическим условиям, графический шифр соответствуют рисунку (см. рис. 3). Как видно из рисунка, граничные значения ФЕС коллекторов в случае введения поправки становятся меньше и составляют

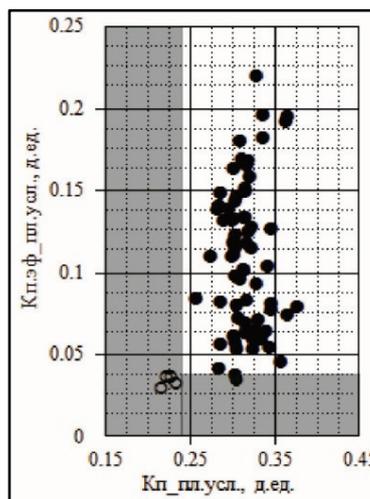


Рис. 4. Сопоставление коэффициента эффективной пористости с коэффициентом открытой пористости в пластовых условиях

0,240 д.ед. для $Kп$ и 0,038 д.ед. для $Kп.эф.$ Область неколлектора, ограниченная этими величинами, представлена серым фоном (см. рис. 4).

Конечно, коллекция образцов изолированного керна является ограниченной. Изолированный керн не отобран из интервала покрывающей верхнеберезовской глинистой толщи. Однако эти отложения изучены в ходе рутинных петрофизических исследований на неизолированном керне. На рисунке 5 представлен график сопоставления коэффициентов проницаемости и пористости для коллекции образцов четырех скважин, участвующих в стандартных лабораторных исследованиях. Черными кружками на рисунке обозначены образцы из кузнецовской свиты, треугольниками — из верхнеберезовской, ромбиками — из нижнеберезовской подсвиты. Также представлены линиями схематичные границы значений для рассматриваемых отложений.

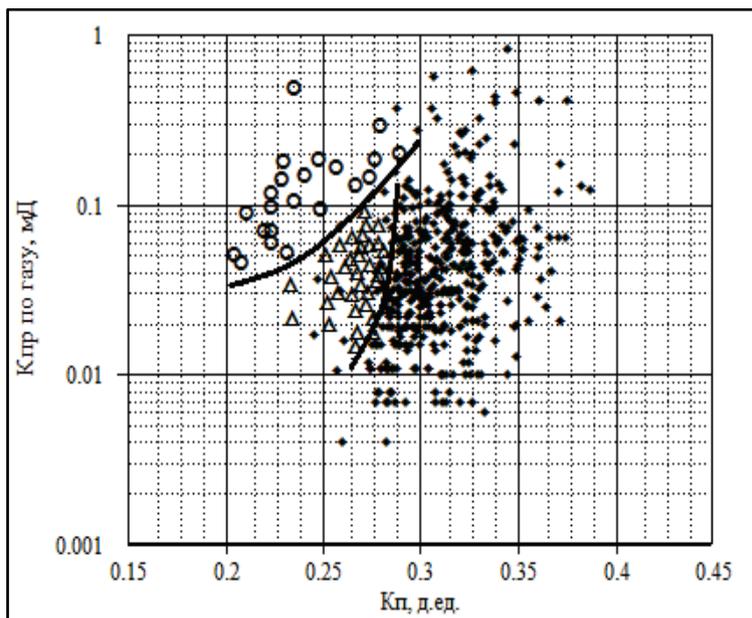


Рис. 5. Сопоставление коэффициента проницаемости с коэффициентом открытой пористости по результатам исследований керна

Из рисунка следует, что глины верхнеберезовской подсвиты имеют большую пористость и меньшую проницаемость в сравнении с отложениями верхней части кузнецовской свиты (см. рис. 5). Несмотря на свою достаточно высокую пористость, которая выше ранее определенного граничного значения $Kп$ равного 0,250 д.ед., верхнеберезовские глины являются региональной покрывкой газовых залежей нижнеберезовской подсвиты и с достаточной степенью уверенностью могут называться неколлектором с прогнозируемой эффективной пористостью менее 0,050 д.ед.

Что же касается глинистых опок нижнеберезовской подсвиты, то в основном образцы керна этих отложений имеют свойства выше установленных граничных значений. По материалам ГИС возможно выделить редкие прослои карбонатизированных плотных пород, которые можно считать неколлектором, в общем же случае всю толщу пород нижнеберезовской подсвиты стоит рассматривать как нетрадиционный, низкопроницаемый, высокопористый порово-трещинный коллектор.

Помимо описанного выше эффекта объемного расширения керна, сказывающегося на водонасыщенности образцов глинистых опок, существуют два теоретиче-

ских аспекта, приводящих к возможному завышению $Kn.эф$: во-первых, отбор изолированного керна проводился без контроля потери воды в результате дегазации, которая, вероятно, происходила вследствие снижения давления при подъеме керна; во-вторых, развитое субкапиллярное пространство глинистых опок теоретически может быть причиной адсорбции и формирования неподвижного зачехленного газа тонкими капиллярами.

Возможность проявления и масштабность этих эффектов требуют отдельного лабораторного изучения, что позволит в дальнейшем более точно определять естественную водонасыщенность образцов изолированного керна.

Выводы

Глинистые опок нижеберезовской подсвиты по результатам разносторонних исследований керна обладают сложным по структуре субкапиллярным пустотным пространством, характеризуются низкой проницаемостью (менее 1 мД), средняя пористость составляет 0,320 д.ед, естественная водонасыщенность — 0,625 д.ед. (газонасыщенность — 0,375 д.ед.).

Определение геологических границ залегания нижеберезовской подсвиты успешно осуществляется по падению на фоне вмещающих глин уровня естественной радиоактивности по ГК в совокупности с применением результатов электрометрии скважин.

Статистический способ, основанный на результатах ГДК, в условиях низкопроницаемых опок показал низкую эффективность в рамках определения граничных значений коллектора.

Корреляционный способ показал отсутствие функциональной связи между эффективной и общей пористостью глинистых опок. При условии, что вмещающие глинистые толщи верхнеберезовской подсвиты и кузнецовской свиты являются неколлектором, определены граничные значения коэффициентов Kn и $Kn.эф$ равные 0,250 и 0,050 д.ед. соответственно. В пластовых условиях данные значения соответствуют величинам 0,240 и 0,038 д.ед.

Согласно данным критериям, всю толщину глинистых опок нижеберезовской подсвиты, за исключением редких карбонатизированных прослоев, следует считать эффективной.

Библиографический список

1. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений / В. В. Черепанов [и др.] // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы. Материалы Междунар. науч.-практ. конф. (Казань, 3–4 сент. 2014 г.). – Казань, 2014. – С. 104–110.
2. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / В. В. Черепанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 11–26.
3. Дорошенко А. А., Карымова Я. О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6 (59). – С. 23–27.
4. Петерилье В. И., Пороскун В. И., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва — Тверь, 2003. – 258 с.
5. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири / В. Л. Бондарев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 10. – С. 4–16.

Сведения об авторах

Родивиллов Данил Борисович, ведущий геофизик отдела анализа интерпретации данных ГИС, ГТИ, ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, тел. 89129267286, e-mail: d.rodivilov@ggr.gazprom.ru

Кокарев Павел Николаевич, начальник отдела анализа интерпретации данных ГИС, ГТИ, ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень

Мамяшев Венер Галиуллович, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: mamjashyevg@tyuiu.ru

Information about the authors

Rodivilov D. B., Leading Geophysicist at the Department for Analysis of GIS Data Interpretation, GTI, LLC «Gazprom Geologorazvedka», Tyumen, phone: 89129267286, e-mail: d.rodivilov@ggr.gazprom.ru

Kokarev P. N., Head of the Department for Analysis of GIS Data Interpretation, GTI, LLC «Gazprom Geologorazvedka», Tyumen

Mamyashev V. G., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: mamjashyevg@tyuiu.ru

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622.691.24:550.8.05

ДЕТАЛЬНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА
DETAILED CLASSIFICATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

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: газ; хранение газа; подземное хранилище газа; объем; классификация
Key words: gas; gas storing; Underground Gas Storage facility; size; classification

В данной статье рассмотрены вопросы детальной классификации подземных хранилищ газа (ПХГ).

Подземные хранилища газа в истощенных газовых или нефтяных месторождения (Depleted Natural Gas or Oil Fields). Впервые природный газ был успешно закачан в хранилище в г. Уэлленд, провинция Онтарио, Канада, в 1915 году. В США первое хранилище было разработано к югу от г. Буффало, штат Нью-Йорк, в 1916 году. К 1930 году насчитывалось девять хранилищ в шести разных штатах. До 1950 года все газовые хранилища были расположены в истощенных месторождениях.

В России первое ПХГ в истощенном месторождении было создано в 1958 году на базе мелких выработанных залежей газа месторождений Куйбышевской (ныне Самарской) области. Успешное проведение закачки и последовавший отбор газа способствовали усилению работ в области подземного хранения газа по всей стране. В том же году началась закачка газа в Елшанское (Саратовская область) и в Аманакское (Куйбышевская область) истощенные газовые месторождения.

В 1979 году началось создание крупнейшего в мире хранилища в истощенном газовом месторождении — Северо-Ставропольского (Ставропольский край). Площадь горного отвода ПХГ составляет более 680 км². Оно создано на основе истощенных одноименных газовых месторождений в зеленой свите (1979 г.) и хадумском горизонте (1984 г.) при аномально низких пластовых давлениях. Данные горизонты являются самостоятельными эксплуатационными объектами, расположенными на глубинах 1 000 и 800 м, и существенно отличаются по своим характеристикам и режимам работы. При строительстве Северо-Ставропольского ПХГ в хадумском горизонте создан долгосрочный резерв, который может быть отобран из хранилища после периода отбора, даже если не производилась дополнительная закачка газа [1–3].

Истощенные месторождения — это естественные подземные резервуары, которые изначально содержали нефть или природный газ (рис. 1, 2). Для обеспечения герметичности в истощенном месторождении (требуется для любого хранилища газа) должны быть непроницаемые покрытие породы (покрышка — *Cap rock*) либо структурная или стратиграфическая герметичность склонов хранилища. Сама порода резервуара должна иметь достаточную пористость и проницаемость, позволяющие газу перемещаться в резервуар в первую очередь, и позволить производить скопления углеводородов путем первичного производства.

Истощенными месторождениями являются те, из которых уже извлечены запасы нефти и природного газа. Кроме того, использование уже созданных резервуаров для хранения газа позволяет применять оборудование для извлечения и распределения газа, оставшееся со времени, когда месторождения были продуктив-

ными. Наличие этой добывающей сети на месте снижает затраты на преобразование истощенного резервуара в хранилище. Истощенные резервуары привлекают также тем, что их геологические характеристики уже хорошо известны.

Из четырех типов подземных хранилищ истощенные месторождения являются самыми дешевыми и простыми для хранения, использования и эксплуатации.

Основными факторами, которые определяют пригодность истощенных резервуаров в качестве хранилищ, являются географические и геологические факторы.

Географические факторы: истощенные месторождения должны находиться относительно близко к регионам потребления и к транспортной инфраструктуре, в том числе к магистральным трубопроводам и системам распределения.

Геологические факторы: истощенные месторождения должны иметь высокую проницаемость и пористость. Пористость породы определяет объем природного газа, который она может удерживать, в то время как проницаемость определяется скоростью, с которой газ проходит через породу, что, в свою очередь, определяет количество закачиваемого газа и отбора рабочего газа.

В целях поддержания давления в истощенных месторождениях около 50 % природного газа в пласте должно храниться в качестве буферного газа. Однако истощенные пласты, уже наполненные природным газом и углеводородами, не требуют закачки того, что станет физически неистощимым газом; этот газ уже существует в породе.

Процесс извлечения газа из хранилища, как правило, повторяет процесс, который первоначально использовался для производства газа из месторождения. В прошлом преобразование месторождения газа в хранилище традиционно состояло в бурении множества новых скважин, что должно было способствовать более быстрому извлечению газа. До начала 1990-х гг. разработка хранилищ в истощенных месторождениях была связана с использованием вертикальных скважин. Это означало, что месторождение, чтобы быть выбранным для развития в хранилище, должно иметь достаточную толщину и пористость.

Преимущества использования истощенных месторождений [4–7]:

- минимальный ущерб для окружающей среды, не считая вызванных буровыми работами;
- несколько точек доступа в резервуар устраняют сбои в обслуживании;
- известна и изучена геология района;

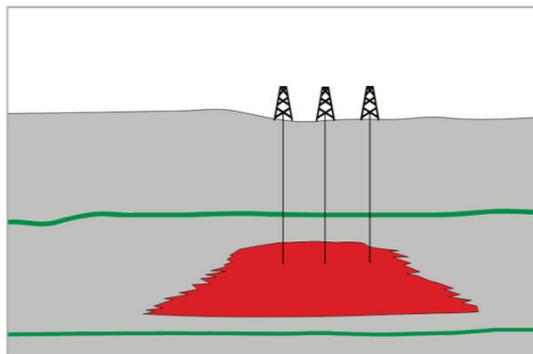


Рис. 1. Истощенные месторождения — стратиграфическая ловушка

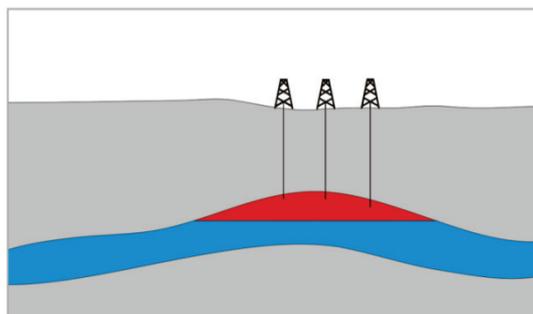


Рис. 2. Истощенные месторождения — структурная ловушка

- нет необходимости в регулярных перерывах для проведения периодических проверок.

Недостатки:

- коллекторы резервуара должны иметь достаточную толщину;
- большинство существующих хранилищ ограничены сезонным обслуживанием;
- как правило, традиционным хранилищам требуется примерно половина общей емкости хранилища для буферного газа.

Истощенные месторождения с горизонтальной системой дренажа (Depleted reservoir storage horizontal drainage system). Так как технология горизонтального бурения стала коммерчески выгодна для разведки и добычи нефти и газа в конце 1980-х — начале 1990-х гг., стало очевидно, что эта же технология может быть использована для повышения производительности газовых хранилищ. Благодаря возможности бурить горизонтальные стволы одна скважина может достичь того уровня производительности, который делает возможным хранение газа в нескольких истощенных месторождениях, ранее признанных неподходящими для обустройства в качестве газовых хранилищ [3, 5].

Преимущества:

- все вышеуказанные преимущества традиционных хранилищ истощенных месторождений;
- более экономное использование хранилищ истощенных месторождений, которое было бы невозможно в других случаях;
- более широкое географическое применение разработки хранилищ;
- возможна более высокая производительность закачки и отбора;
- требования к буферному газу ниже, чем у водоносных горизонтов, традиционных истощенных месторождений и неглубоких соляных каверн.

Недостатки: не все геологические породы пригодны для разработки с использованием горизонтальных скважин; необходимость тщательной интеграции знаний в области геологии, резервуаров и бурения.

Водонасыщенные пласты (Aquifers). Водоносные горизонты — подземные пористые проницаемые горные формирования, которые действуют в качестве природных водных резервуаров (рис. 3).

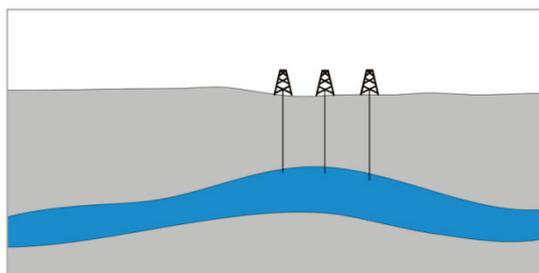


Рис. 3. Водоносный горизонт — нет предыдущих углеводородов

Однако в определенных ситуациях эти пласты могут быть восстановлены и использованы в качестве ПХГ. Так как они дороже, чем разработка истощенных месторождений, этот тип хранилищ, как правило, используется только в тех местах, где поблизости нет истощенных месторождений. Традиционно эти объекты эксплуатируются в течение только одного зимнего периода отбора, хотя они могут быть также использованы для покрытия пиковой нагрузки. Водоносные структуры составляют лишь около 13 % от количества подземных хранилищ [8, 9].

Водоносные структуры являются наименее предпочитаемым и самым дорогим видом ПХГ из-за целого ряда причин. Во-первых, геологические характеристики водоносных горизонтов не так досконально известны, как у истощенных месторождений. Значительное количество времени и денег уходит на обнаружение геологических характеристик водоносного горизонта и на определение его пригодности в качестве ПХГ. Должны быть выполнены сейсмические исследования, как это делается для разведки потенциальных залежей природного газа. Минералогиче-

ский, состав и пористость пласта, а также существующее пластовое давление должны быть выявлены до начала разработки пласта. Кроме того, емкость резервуара неизвестна и может быть определена только при дальнейшей разработке хранилища.

Для того чтобы преобразовать природные водоносные структуры в эффективные природные хранилища газа, также должна быть разработана вся сопутствующая инфраструктура. Это включает в себя бурение скважин, добывающее оборудование, трубопроводы, обезвоживание, и, возможно, компрессорное оборудование. При использовании водоносных горизонтов требуется мощное оборудование для закачки, и необходимо поддерживать достаточное давление для заполнения пласта природным газом.

Кроме того, водоносные структуры, как правило, требуют гораздо больше «буферного газа» (Cushion gas), чем истощенные месторождения. Поскольку в водоносных структурах газ не возникает естественным путем, то, соответственно, нет и газа, с которого можно было бы начать, то есть определенное количество закачиваемого природного газа в конечном итоге окажется физически не использованным. В пластах водоносных структур потребность в буферном газе может достигать до 80 % от общего объема газа. В то время как вполне возможно извлечь буферный газ из истощенных месторождений, извлечение таким образом из пластов водоносного горизонта может иметь негативные последствия, в том числе и повреждение породы. Таким образом, большая часть буферного газа, который вводится в любое хранилище водоносного горизонта, останется без возможности восстановления, даже после того как хранилище закроют. Большинство хранилищ водоносного горизонта были разработаны, когда стоимость природного газа была невысокой. Однако с более высокими ценами водоносные горизонты слишком дорогие для разработки.

Все эти факторы означают, что развитие водоносного горизонта в качестве хранилища может быть трудоемким и дорогим. В некоторых случаях развитие водоносного горизонта может занять четыре года, что более чем вдвое превышает время, необходимое для разработки истощенных месторождений в качестве хранилищ. В дополнение к увеличению сроков и стоимости хранилищ водоносного горизонта существуют также экологические ограничения в использовании водоносных горизонтов в качестве хранилища природного газа. В начале 1980-х гг. Агентство по охране окружающей среды (EPA) установило определенные правила и ограничения на использование водоносных горизонтов для хранения природного газа. Эти ограничения предназначены для того, чтобы уменьшить вероятность загрязнения свежей воды [6, 7].

Преимуществом водонасыщенных пластов является обеспечение развития хранилищ газа в местах, где залежи углеводородов недоступны или не подходят для хранения природного газа.

Недостатки: поддержание целостности поверхности газ/вода накладывает ограничения на производственную гибкость; относительно большой процент соотношения буферного газа к рабочему; высокий потенциал для загрязнения водоснабжения.

Соляные пещеры (Salt Caverns). Залежи галита (каменная соль) — пещеры (или каверны), созданные в массивных подземных залежах каменной соли и способных эффективно сохранять закачиваемые газы (рис. 4). Пустоты могут быть образованы обычными горными работами или чаще путем бурения скважины сквозь соль и перекачиванием пресной воды, чтобы растворить соль, образуя рассол, который затем извлекается путем откачки. Подземные залежи соли предлагаются как еще один вариант для хранения природного газа. Эти породы хорошо подходят для хранения природного газа в соляных кавернах. Стены соляной каверны также

имеют структурную прочность стали, что делает ее очень устойчивой к износу хранилища в течение всего срока эксплуатации [8, 9].

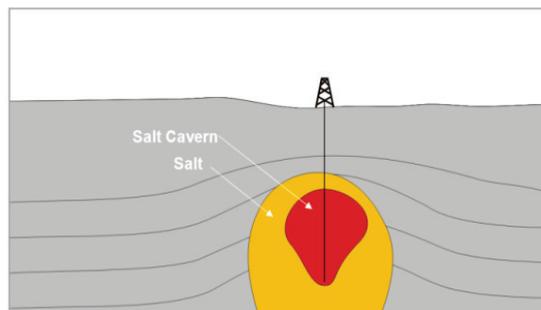


Рис. 4. Соляные каверны

бы сформировать большую структуру в виде купола. Они могут быть большими (1 000 м в диаметре и 9 000 м в высоту). Как правило, соляные купола, используемые для хранения природного газа, находятся в пределах от 2 000 до 500 м под поверхностью, хотя при определенных обстоятельствах они могут находиться гораздо ближе к поверхности. Соляные пласты мельче, тоньше. Они обычно не превышают 300 м в высоту. Так как соляные пласты широкие и тонкие, они более склонны к износу, а также могут быть дороже в разработке, чем соляные купола [3, 5, 8–11].

Как только обнаружены подходящие залежи соляного купола или соляного пласта, считающиеся пригодными для хранения природного газа, необходимо разработать соляную пещеру в пласте. В основном процесс состоит в использовании воды, чтобы растворить и извлечь определенное количество соли из залежей, оставив большое пустое место в пласте. Это делается путем бурения скважин и заливки большого количества воды через законченную скважину. Эта вода растворит некоторое количество соли в залежи и, когда ее выкачают из скважины, оставит большое пустое пространство, которое ранее занимала соль. Этот процесс известен как выщелачивание соляных каверн (Salt cavern leaching).

Выщелачивание соляных каверн используется для создания каверн в обоих видах солевых залежей и может быть довольно дорогим. Однако после создания соляная пещера представляет собой подземную природную емкость для хранения газов. Кроме того, требования буферного газа являются самыми низкими из всех четырех типов хранилищ: в соляных пещерах буферного газа требуется лишь около 33 % от общего объема емкости.

Соляные каверны, как правило, значительно меньше, чем истощенные месторождения и водоносные структуры, и равняются только одной сотой площади, занятой истощенным газовым месторождением. Таким образом, соляные каверны не могут вместить тот объем газа, который необходим для удовлетворения базовых требований хранилища. Однако коэффициенты закачки и отбора из соляных пещер, как правило, намного выше, чем из водоносных структур и истощенных месторождений. Следовательно, природный газ, который хранится в соляных кавернах, может быть легко и быстро изъят, и пещеры могут быть снова наполнены природным газом гораздо быстрее, чем любой другой тип хранилища. Кроме того, соляные пещеры легко могут начать выпускать газ, со скоростью в один час, что будет полезным в чрезвычайных ситуациях или во время неожиданного краткосрочного возрастания спроса. Соляные каверны составляют около 6 % от всех хранилищ.

Преимущества соляных каверн: высокие коэффициенты закачки и отбора; мультицикличность.

По сути, соляные каверны формируются из имеющихся солевых залежей.

Эти подземные залежи соли могут существовать в двух возможных формах: соляном куполе (Salt domes) и соляном пласте (Salt beds). Соляные купола — толстые пласты, созданные из природных залежей солей, которые с течением времени проникают через вышележащие осадочные слои, что-

Недостатки: высокий процент от общего объема закачиваемого газа необходим в качестве буферного газа; экологические проблемы, связанные с соляным раствором во время строительства и эксплуатации; объем каждой пещеры имеет практические и геологические ограничения; высокие производственные затраты из-за коррозионной среды.

Заброшенные шахты (Abandoned Mines). Предпринимаются попытки использовать заброшенные шахты для хранения природного газа. По крайней мере, одно такое хранилище используется в США. Потенциал пещер из твердых горных пород для хранения природного газа должен пройти соответствующие испытания, однако в настоящее время еще не существует таких коммерчески готовых к эксплуатации хранилищ.

Таким образом, в настоящее время не только добыча, но и хранение газа — довольно проблемный вопрос, так как подземные хранилища газа — неотъемлемая составляющая энергетической системы страны. Нами представлены детальная классификация ПХГ и информация о них с целью выбора наиболее лучшего варианта для хранения газа.

С экономической точки зрения строительство ПХГ является выгодным проектом.

С технической точки зрения это очень сложный процесс, и риски всегда есть. Так, в результате исследования было выявлено, что хранение газа в выработанных месторождениях нефти и газа является базовым методом хранения. Данные выводы основываются на следующих фактах: выработанные месторождения нефти и газа полностью разведаны, известны геометрические размеры и форма площади газоносности, геолого-физические параметры пласта, начальное давление и температура, состав газа, изменение во времени дебитов скважин, коэффициентов фильтрационных сопротивлений, режим разработки месторождения, технологический режим эксплуатации, герметичность покрытия.

При проектировании ПХГ в ловушках водонасыщенных коллекторов существует опасность потерь газа через кровлю хранилища, каналы в цементном камне, за колонные скважины, тектонические нарушения горных пород и другие возможные пути миграции газа. Следовательно, в процессе разведки и опытной закачки газа необходимо доказать герметичность кровли ловушки, рассчитать и определить важные параметры и характеристики водонасыщенных пластов для хранения газа.

Библиографический список

1. Ширковский А. И. Подземное хранение газа. — М.: Гостоптехиздат, 1960. — 75 с.
2. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах (ПБ 08-621-03). Серия 08. Выпуск 11. — М.: НТЦ Госгортехнадзора, 2003. — 48 с.
3. ATG. Aide-memoire de l'industrie du gaz. — Paris, 1990. — 884 с.
4. Нагорный В. П., Глоба В. М. Подземные хранилища углеводородов. — Киев, 2014. — 287 с.
5. Flanigan O. Underground Gas Storage Facilities: Design and Implementation. — London, 1995. — 198 с.
6. United Nations Economic Commission for Europe in close cooperation with International Gas Union. — Geneva, 2013.
7. Commission staff working document Accompanying the document 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.
8. Смирнов В. И. Строительство подземных газонефтехранилищ. — М., 2000.
9. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О. М. Ермилов [и др.]. — М., 1996.
10. Сидоренко М. В. Подземное хранение газа. — М., 1965. — 140 с.
11. Кортаев Ю. П., Ширковский А. И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. — М., 1984.

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, Head of the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)993177, e-mail: burenie@rambler.ru

УДК 622.276.1/4

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК
МНОГОПЛАСТОВОГО ЗАЛЕГАНИЯ**
MODELING OF THE OIL RIMS DEVELOPMENT OF MULTI-ZONE
OIL RIM RESERVOIR

И. В. Коваленко, С. К. Сохошко

I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko

ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: многопластовое залегание; многостадийный гидроразрыв пласта;
одновременно-раздельная эксплуатация*

Key words: multi-zone oil rim reservoir; multistage hydraulic fracturing; dual completion

На Восточно-Мессояхском месторождении [1] имеется участок залегания группы пластов (рис. 1), располагающихся плотно друг над другом и вместивших в себя значительное количество геологических запасов нефти. Данные объекты являются оторочками нефти, которые объединены в так называемый Блок-4.

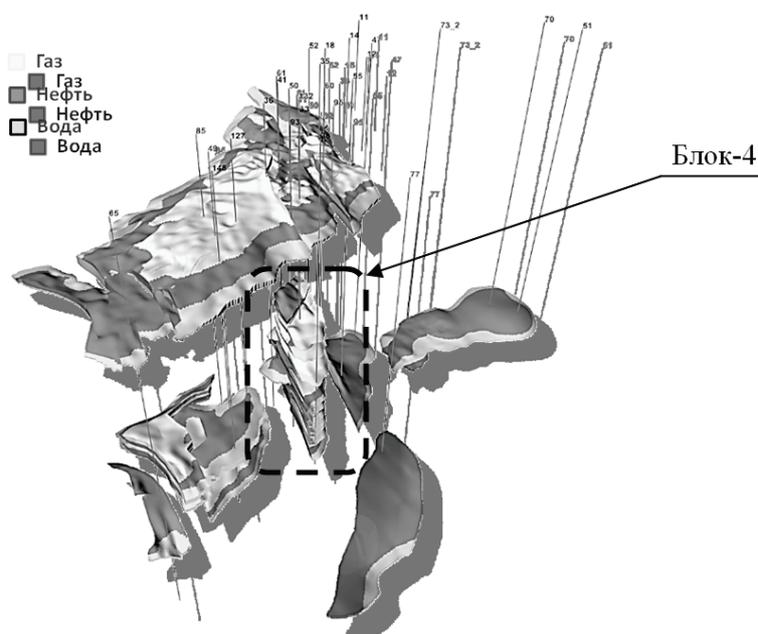


Рис. 1. Блок-4 («пирог») на Восточно-Мессояхском месторождении

Особенностью данного объекта является то, что количество пластов так называемого пирога составляет свыше тридцати и преимущественно объекты являются незначительными по запасам, что делает индивидуальную разработку по пластам малопривлекательной. Если же рассматривать данную группу пластов в целом, то количество запасов достигает 150 млн т геологических запасов нефти, что является перспективным с точки зрения добычного потенциала. Ключевая сложность разработки — это технология бурения и заканчивания скважин, которая могла бы обеспечить экономическую целесообразность и технологическую возможность разработки сразу нескольких маломощных пластов.

На первом этапе концептуального проектирования была проведена аналитическая (первый столбец) и секторно-численная (второй столбец) оценка перспективности индивидуальной разработки основных залежей Блока-4 (рис. 2).

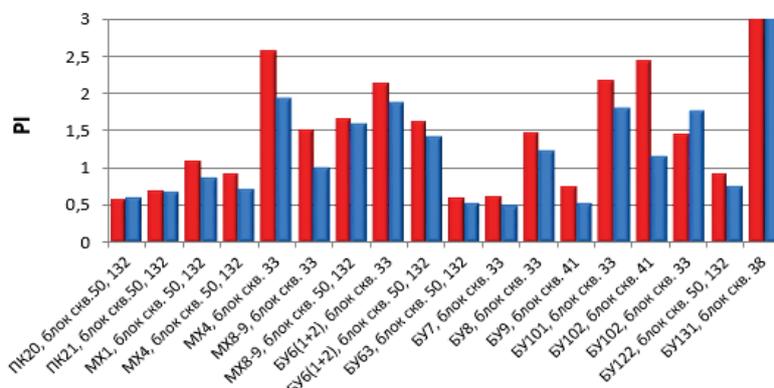


Рис. 2. Индивидуальная эффективность разработки основных пластов Блока-4

Как видно из рисунка 2, только половина объектов, согласно численно-аналитической оценке, может быть вовлечена в индивидуальную экономически целесообразную разработку. Поэтому следующим шагом было решение определить пласты, показавшие индивидуально высокий PI , в качестве первостепенных и подобрать наиболее удобные второстепенные пласты приобщения к каждому из первостепенных. Экономическая нагрузка на первостепенные пласты немного возросла за счет необходимости применения более сложной конструкции скважин, позволяющей проводить бурение второстепенного ствола на соседний пласт разработки, а на второстепенные снизилась, поскольку расходы связаны только с бурением дополнительного ствола скважины.

В результате было определено, что фактически все объекты могут быть вовлечены в разработку с допустимым PI равным 1, 2 (рис. 3).

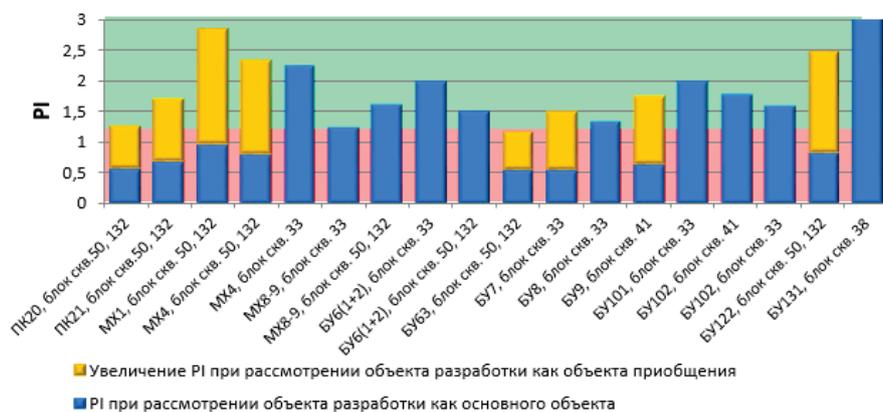


Рис. 3. Увеличение эффективности разработки объектов Блока-4 с PI меньше 1,2 за счет бурения вторых стволов на скважинах с PI больше 1,2

Благодаря бурению вторых стволов со скважин первостепенных объектов на второстепенные объекты удалось вовлечь в эффективную разработку почти все основные объекты, что позволило максимизировать NPV.

Приоритет бурения по основным пластам — БУ₁₃¹, МХ₄, МХ₈₋₉, БУ₆⁽¹⁺²⁾, БУ₈, БУ₁₀¹, БУ₁₀², по второстепенным — ПК₂₀, ПК₂₁, МХ₄, БУ₇, БУ₉, БУ₁₀¹, БУ₁₂².

Принимая во внимание, что рассматриваемые объекты разработки во многом являются малоизученными, дополнительно был проведен анализ устойчивости геологического решения. С использованием секторного моделирования основные свойства по планируемому к разработке пластам Блока-4 были проварьированы по трем основным направлениям: 1) неопределенность по нефтенасыщенной толщине; 2) неопределенность по отношению нефтенасыщенной толщины к газонасыщенной и водонасыщенной толщинам; 3) неопределенность по фильтрационно-вязкостным свойствам (мобильность системы) (рис. 4).

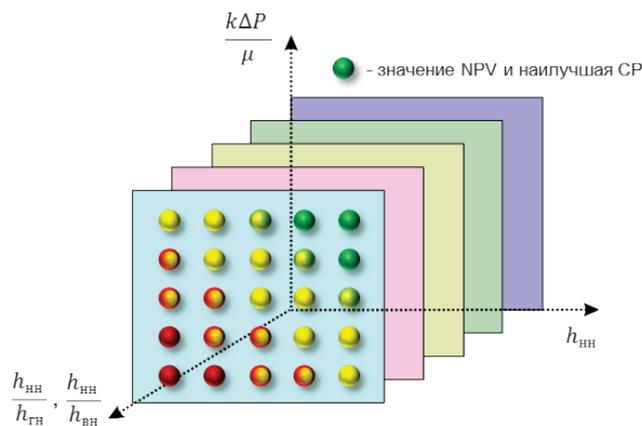


Рис. 4. Матрица устойчивости геологического решения

Пласты, показавшие наименьшую устойчивость геологического решения (переход в отрицательную зону по экономическим показателям), были определены как пласты, требующие доизучения, и исключены из первоочередного перечня разработки объектов.

В результате итоговая картина по распределению геологических запасов Блока-4 посредством ранжирования объектов и применения многозабойного бурения скважин приняла следующий вид (рис. 5).

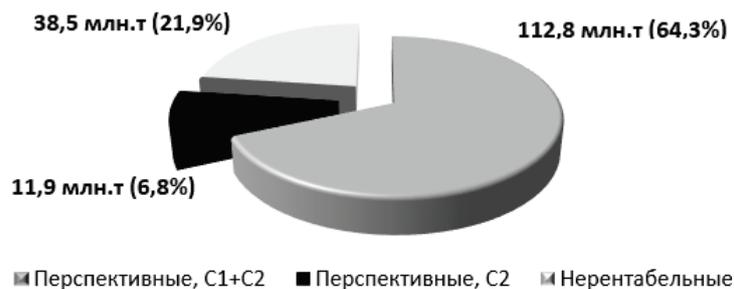


Рис. 5. Распределение геологических запасов Блока-4

Также стоит отметить, что ввиду очень плотного расположения пластов друг над другом использование скважин многозабойного заканчивания также целесообразно для уменьшения количества основных вертикальных стволов для предотвращения пересечения траекторий скважин (рис. 6).

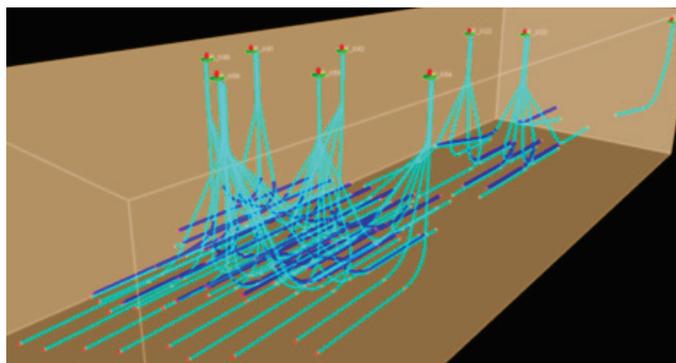


Рис. 6. Схема кустования с многозабойными скважинами

На завершающем этапе была проведена работа по максимизации экономических показателей разработки Блока-4 за счет использования адаптивных систем разработки на малых залежах. Это подразумевает использование в одних случаях неструктурированного расположения скважин из-за особенностей геометрии экономически рентабельных нефтенасыщенных толщин, в других случаях — отказ от использования нагнетательных скважин в случае узких и незначительных рентабельных нефтенасыщенных толщин. В качестве примера приведены итоговые системы разработки для некоторых пластов (рис. 7).

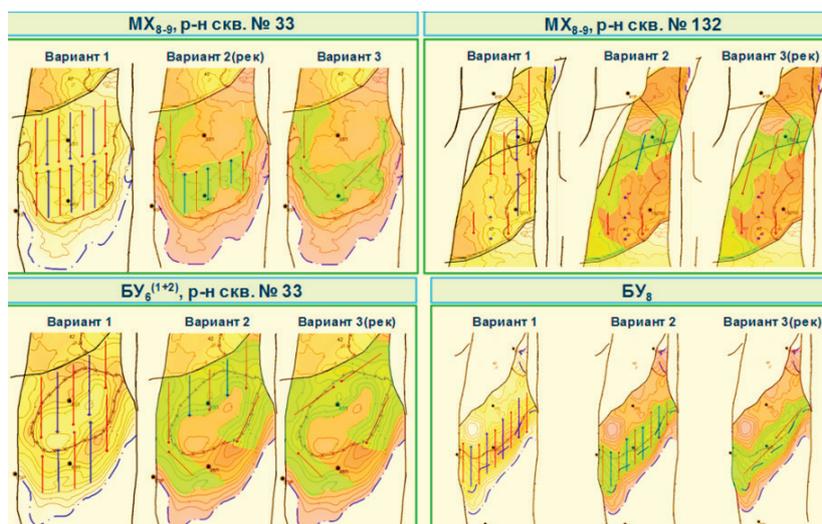


Рис. 7. Расположение скважин в рентабельных зонах оторочек Блока-4

Таким образом, в результате ранжирования объектов на первостепенные и второстепенные с использованием многозабойных горизонтальных скважин и технологии одновременно-раздельной эксплуатации, оценки устойчивости геологического решения, адаптирования регулярной системы разработки к геометрии рентабельных нефтенасыщенных толщин, а также использования в чистых нефтяных зонах многостадийного гидроразрыва пласта удалось вовлечь в рентабельную разработку около 80 % всех геологических запасов Блока-4, что составляет около 120 млн т нефти, существенно превышая предыдущую оценку рентабельных геологических запасов нефти в 40 млн т нефти по классическому подходу индивидуальной разработки пластов.

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР в 3 т. / ЗАО «Мессояханефтегаз», ООО «Газпромнефть-Развитие», ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр». – Тюмень, 2014.

Сведения об авторах

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

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

УДК 622.276.66

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ОПТИМИЗАЦИЯ СВОЙСТВ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ИХ ВСКРЫТИЯ

GEOLOGICAL AND TECHNICAL FEATURES OF BAZHENOV FORMATION
IN THE TERRITORY OF WESTERN SIBERIA FIELDS AND THE OPTIMIZATION
OF COMPLETION DRILLING FLUID PROPERTIES COUNTER
FLOW IMBIBITION PROBLEM

**В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, Н. А. Аксенова, Д. С. Герасимов,
О. В. Рожкова, С. Т. Полищук**
V. P. Ovchinnikov, P. V. Ovchinnikov, N. A. Aksenova, D. S. Gerasimov,
O. V. Rozhkova, S. T. Polishchuk

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

*Ключевые слова: сланцевая нефть; баженовские отложения; углеводороды;
промысловая жидкость; фильтрация; минералы*

Key words: slate oil; Bazhenov deposits; hydrocarbons; drilling fluid; filtration; minerals

Интерес к ресурсам углеводородов сланцевых формаций в России возник с открытием залежей нефти в глинистых породах баженовской свиты на Салымском месторождении. Сейчас баженовская свита признана нефтематеринской породой, в которой преобразование органического вещества еще не завершено, и коллектором являются глины (преимущественно монтмориллонитовые) и аргиллиты, считавшиеся ранее одним из основных региональных экранов (водоупоров) Западной Сибири.

Площадь распространения отложений баженовской свиты более 1,2 млн км², они залегают в пределах основных нефтегазовых месторождений Западно-Сибирского бассейна, что обуславливает потенциальную возможность организации их масштабной разработки. По некоторым оценкам перспективы добычи нефти к 2020 году оцениваются в 15–20 млн т, а к 2030 году — до 70 млн т [1–4].

В литологическом отношении баженовская свита представлена терригенными или метаморфическими горными породами, характеризующимися сланцеватостью — способностью легко расщепляться на отдельные пластинки, ориентированные параллельно вследствие срастания различных минералов (хлорита, актинолита, серпентина, эпидота, мусковита, альбита, кварца, ставролита). По мнению исследователей [2, 5, 6], сланцевая нефть добывается из прослоек пород, находящихся внутри сланцевой формации (нефтематеринской породы).

Основные породобразующие компоненты свиты — глины, кремнезем и карбонаты. Уникальность баженовского бассейна и его осадков заключается также в

низком содержании в высокоуглеродистых глинах крупнозернистой песчано-алевритовой фракции (0–10 %, в среднем — 5 %) при отсутствии песчано-алевритовых пород, опала (иногда до 25 %, в среднем — 10–15 %), пиритного железа (до 90 % от общего железа), серы (до 6 %) и повышенном содержании в баженовитах редких элементов (U, Th, Ni, Cd, Co, Mo, As, V, Cu, B, Ga, Ba) [7, 8].

Проведенные гамма-спектрометрические исследования значений удельного сопротивления образцов керна баженовской свиты Колтогорского месторождения показали, что породы представлены алевритистыми глинами с включениями углей и зерен пирита, мелкозернистыми алевролитами с включениями глауконита, пирита и растительного детрита, имеющими величину суммарной радиоактивности в диапазоне 18,96–149,59 мк, обусловленную небольшим содержанием калия, урана и тория.

Породы пласта баженовской свиты Тагринского месторождения представлены алевритистым песчаником, средне-мелкозернистым, в основном с глинистым и редко глинисто-карбонатным цементом. Песчаник местами с горизонтально и неясно выраженной слоистой текстурой. Слоистость отмечается неравномерно распределенная; по слою подчеркивается распределение по напластованию растительного детрита, намывов углисто-слюдистого и глинисто-слюдистого материала, с редкими прослоями (0,1–0,15 мм) аргиллита (рис. 1).

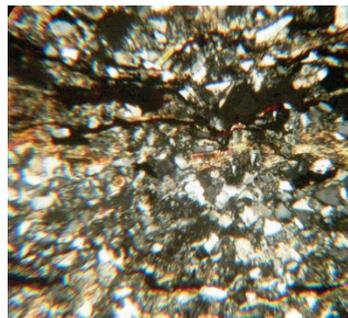


Рис. 1. Микрофотография керна материала, представленного алевролитом (интервал 2 708–2 716 м) Тагринского месторождения

Повышенное содержание урана характеризует восстановительные условия, а также свидетельствует о наличии в породе углерода органического происхождения (табл. 1, рис. 2).

Таблица 1

Результаты гамма-спектрометрических исследований образцов керна Колтогорского и Тагринского месторождений

Интервал отбора керна	Высота керна, м	Количество образцов	УЭС, Ом·м	Содержание ЕРЭ, %			Отношение				
				К	U(Ra)·10 ⁻⁴	Th·10 ⁻⁴	Th/U	K/U	Th/K		
Колтогорское месторождение											
2 905,5	2 917,15	12	117	146,9	0,14	86,9	1,58	0,02	0,0016	13,5	
2 917,5	2 929,8	12,3	133	125,9	0,14	47,4	1,43	0,04	0,004	11,19	
2 929,8	2 940,8	11	110	36,8	0,16	26,9	1,45	0,06	0,0088	9,236	
По пласту	35,3	360	105,3	0,15	53,5	1,48	0,03	0,0045	11,3		
Тагринское месторождение											
2 535,5	2 608,9	73,45	173		0,36	57,8	4,23	0,08	0,007	11,77	
2 609,2	2 624,8	15,65	43		0,51	93,3	5,9	0,07	0,006	11,6	
2 975,7	3 007,1	31,45	93		0,45	86,9	5,1	0,07	0,06	11,4	
По пласту	309	309			0,41	71,5	4,73	0,07	0,006	11,6	

Величина отношения Th/U служит мерой оценки потенциала органического углерода. Все соединения Th имеют очень низкую растворимость и ограниченную подвижность. Во время выветривания они концентрируются в тяжелых и

глинистых минералах. Соединения U, напротив, имеют высокую миграционную способность благодаря образованию хорошо растворимого уранил-иона UO_2^{2+} .

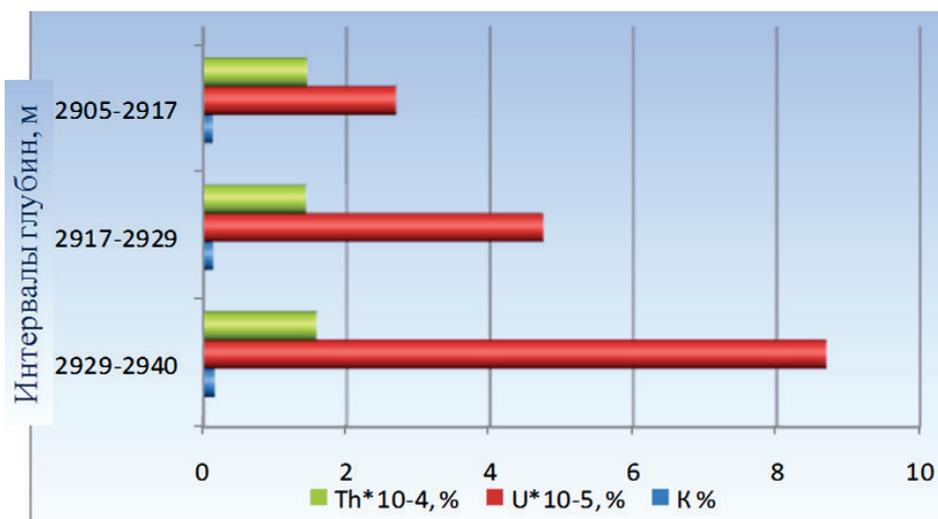


Рис. 2. Распределение радиоактивных элементов по баженовской свите Колтогорского месторождения

Отношение Th/K характеризует литологический состав пород и свидетельствует о содержании в породе тех или иных глинистых минералов, отличающихся различным механизмом адсорбции ионов K^+ из водных растворов. По отношению K/U можно косвенно судить о литологическом составе образцов и геохимической обстановке во время осадконакопления или о степени вторичных преобразований, если они имели место [9]. Баженовская свита состоит из верхней и нижней, менее плотной, но более радиоактивной пачки (см. рис. 2). Верхняя пачка представлена в основном черными глинистыми породами с отдельными маломощными плотными пропластками с большим содержанием карбонатного (известняки и доломиты) и кремнистого материала (опоки, сложенные аморфным веществом — опалом). Нижняя пачка имеет более сложное строение и представлена чередованием черных глинистых пород, глинисто-кремнистых и глинисто-карбонатных отложений (табл. 2). Зачастую глины содержат скопления раковин двустворок, остатки ихтиофауны, отпечатки аммонитов (рис. 3) [10].

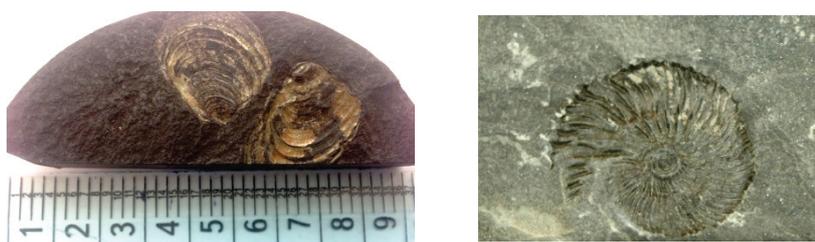


Рис. 3. Фотографии ядра баженовской свиты Колтогорского месторождения (интервал 2 905,5–2 917,5 м) [7]

Алеврит песчаный (~20 %) олигомиктовый, с обильным кальцитовым (~20 %) и скудным хлорит-слюдистым (не более 7 %) цементом, контактово-

порового типа, углефицированный. Структура псаммо-алевролитовая, текстура горизонтально-слоистая.

Обломочная часть составляет ~77 % породы и представлена плохо отсортированными и неокатанными зернами размером 0,03–0,05 мм, максимальный диаметр зерен достигает 0,1 мм. Материал представлен кварцем ~45 %, полевыми шпатами ~35 % и частями мусковита и биотита. Кварцевые зерна имеют клиновидную и неправильную форму. Полевые шпаты изменены вторичными процессами, в различной степени серицитизированные и пелитизированные, есть неизменные идиоморфные таблички плагиоклазов с тонкими полисинтетическими двойниками. Цемент порового и пленочного типа сложен кальцитом, с отчетливо выраженной вторичной перекристаллизацией цементирующей массы, с образованием среднезернистого и по контактам обломков слюдистого хлорида. К вторичным изменениям кальцитового цемента относится его слабая сидеритизация. Единая направленность пластинчато-слюдистого материала (мусковита и биотита), в совокупности с нитевидными прожилками мощностью до 0,1 мм, выполненными органическим веществом ~15 %, обусловила слоистость породы [11, 12].

Над баженовской свитой залегают отложения ачимовской свиты, представленной глинами большой толщины, под ней залегают породы георгиевской и абалакской свит. На некоторых участках баженовская свита залегают непосредственно на проницаемых породах васюганской свиты или отделяется от них трещиновато-глинистыми породами небольшой толщины (рис. 4) [9].

СИСТЕМА (период)	ОТДЕЛ (эпоха)	ЯРУС (век)	ПОДЪЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ	СВИТА						ИНДЕКС СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРАНИЦ	СЕЙСМО- КОМПЛЕКС	СЕЙСМО- ФОРМАЦИЯ	ГЛУБИНА, М	НЕФТЕГАЗО- НОСНОСТЬ
						ФРОЛОВСКАЯ НГО	СРЕДНЕОБСКАЯ НГО	КАЛИМЫСОВСКАЯ НГО	ВАСЮГАНСКАЯ НГО	ПАЙДУТИНСКАЯ НГО	АБАЛАКСКАЯ СВИТА					
ЮРСКАЯ, J	ВЕРХНИЙ J ₃	ВОЛЖСКИЙ	J _{3v}	В	БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ						Ю _{1c}	ПОЛУДИНСКИЙ	СРЕДНЯЯ	2550	Ю ₀
		КИМЕРИДСКИЙ	J _{3k}	В	ГЕОРГИЕВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}	2600					
		ОКСФОРДСКИЙ	J _{3o}	В	ВАСЮГАНСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}	2650					
	СРЕДНИЙ J ₂	КЕЛЛОВЕЙ	J _{2c}	В	ДАНИЛОВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}	ПОЛУДИНСКИЙ	НИЖНЯЯ	2700	Ю ₁		
		БАТСКИЙ	J _{2bt}	В	МАЛЬШЕВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}			2750			
		БАЙОССКИЙ	J _{2b}	В	ЛЕОНТЬЕВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}			2800			
	НИЖНИЙ J ₁	ТОАРСКИЙ	J _{1a}	В	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	2850	Ю _{2,3}		
		ААЛЕНСКИЙ	J _{1a}	В	ЛЕОНТЬЕВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}			2900			
		ПЛИНСБАХ	J _{1p}	В	ВЫМСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}			2950			
	НИЖНИЙ J ₁	ТОАРСКИЙ	J _{1a}	В	ЛАЙДИНСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	СРЕДНЯЯ	3000	Ю _{4,6}		
		ААЛЕНСКИЙ	J _{1a}	В	ЛАЙДИНСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}			3050			
		ПЛИНСБАХ	J _{1p}	В	ДЖАНГОДСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}			3100			
НИЖНИЙ J ₁	ТОАРСКИЙ	J _{1a}	В	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	3150	Ю _{7,8}			
	ПЛИНСБАХ	J _{1p}	В	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ СВИТА	БАЗЕЖЕНОВСКАЯ СВИТА	ГЕОРГИЕВСКАЯ СВИТА	МАРЬИНСКАЯ СВИТА	Ю _{1c}			3200				

Рис. 4. Формационно-стратиграфический разрез юрских отложений Ханты-Мансийского и Томского Приобья

Сведения о литолого-стратиграфических, физико-механических свойствах пород баженовской свиты ряда месторождений Западной Сибири и о составах применяемых при их вскрытии промысловых жидкостей представлены в таблице 2.

В качестве нефтеносного горизонта баженовской свиты рассматривается пласт Ю₀. Коллектор в залежах глинистых пород не имеет жесткого скелета. В силу необычно высокой сжимаемости коллекторов его фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) целиком зависят от давления, при срабатывании которого слои смыкаются, фильтрация почти прекращается, что делает невозможным применение механизированного способа добычи.

Литологическая характеристика, физико-механические свойства пород баженовской свиты и составы буровых растворов для их вскрытия

Таблица 2

Месторождение	Интервал залегания, м	Мощность, м	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Категория абразивности	Рецептура растворов, используемых при вскрытии
Самотлорское	2 450–2 465	15	Песчано-алевролитовый комплекс, расчлененный глинными и карбонатными прослоями	2,3	17	3–5	20–95	4	400	4	Вогемах BARAZAN D, VARITE, SOLTEX, СаСО ₃ , CLAY GRABBER, QUIK-THIN, GLYCOL, CAUSTIC SODA, PAC LE, PAC RE, POLYAC – PLUS, TORQ-TRIM II
Северо-Ледовое	2 610–2 625	15	Темно-коричневые битуминозные аргиллиты, плотные, крепкие, плитчатые	2,6	0–10	0–5	3–90	1–3	400	3	Полимерный UNIK P-R, UNIK P-L, СУРАН М, Лигнотин, NaOH, ФК-2000 плюс-М, Сульфолон СП, ПЕНТА-465
Средне-Нюрольское	2 390–2 400	10	Морские, различной степени битуминозности аргиллиты черные и буровато-черные с массивной текстурой, плитчатые, реже листоватые, участками известковистые и кремнистые	2,6			80			3–4	Полимерный малоглинистый ингибированный буровой раствор по рецептуре MI Drilling Fluids
Лянторское	2 740–2 770	30	Аргиллиты черные и буровато-черные, битуминозные, однородные, слабоалевритистые, плитчатые и массивные, иногда с повышенным содержанием кремнистого или карбонатного материала	2,5	4–8	0–3	95–100	1–25	380	2	Глинистый биополимерный раствор Poly-Kem-D ПБМБ, Kem-Pas, БИОЛУБ, Ксантановый биополимер, НТФ, Графит, Бикарбонат натрия, БСР
Северо-Ореховское	2 550–2 567	17	Аргиллиты темно-серые, почти черные, битуминозные	2,6			80		210	3	Полимеркарбонатный Calcium Carbonate F, Calcium Carbonate M, Calcium Carbonate VF, Caustic Soda, Desco CF, Duovis NS, M-I Cide, Poly-Plus RD, Resinex, Sodium Bicarbonate, SP-1016 Барит

Месторождение	Интервал залегания, м	Мощность, м	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Категория взрывчатости	Репертура растворов, используемых при вскрытии
Западно-Усть-Балыкское	2 770–2 805	35	Битуминозные аргиллиты, сильно пиритизированные, обогащенные глауконитом	2,67	4–10	0,01	80	1,2	1,5	3	Инкапсулирующий Вода технич., NaOH, ПАЦ – НВ, CaCO ₃ , РАС-Р, Бикарбонат Na, ВПРГ, НТФК, Duovis, Escolube
Усть-Тугуское	2 340–2 360	20	Черные битуминозные аргиллиты, иногда с конкрециями известняков	2,68	4–10	0,01	100	1–3	44–210	8	Полимерглинистый Бентонит, КМЦ-600, Унифлор, Графит, NaOH, ФК-2000
Южно-Песповое	3 920–3 960	40	Аргиллиты битуминозные	2,59	8,14	<0,01	95–100	0–3	44–500	3–8	Угжелененный глинистый Na ₂ CO ₃ , Бентонитовый глинистый порошок, ФХЛС(КЛСП), КМЦ-700 (Tuboze), Смазывающая добавка (СЖЖ, ОПП), Графит ГС-1, Бихромат калия, Целлогон, МАС-200, Барит
Восточно-Ярайнерское	2 820–2 855	35	Битуминозные аргиллиты и буровато-черные с массивной текстурой	2,61	4	0,01	100	1–3	44–210	1–3	Полимерглинистый ПБМА, ФК-2000 Плюс, КМЦ-600, 700, Графит, ГЖЖ-10 (11), НТФ
Южно-Пямалихское	3 225–3 240	15	Алевриты, песчаники, аргиллиты	2,61	2,5	<0,01	95	1–5	200–500	3–5	Полимерглинистый ПБМВ-1, КМЦ (Камцелл-3), Na ₂ CO ₃ , ГЖЖ-ГС, РНЛ-1100, РНЛ-1050, РНС-ХРГ, РНВ, НТФ, Графит, Санги-Ф, ППФ
Верхне-Коллек-Еганское	2 450–2 460	10	Аргиллиты черные и темно-бурые, битуминозные, обычно плитчатые с прослойками известняков, конкрециями пирита и стяжениями сидерита	2,61	12		80	1,2	210–440	3	Полимерный ингибированный Polyrac R, Polyrac ELV, Duovis, Hibrol LV, Desco CF, -I Cide, DriL-Free, Defoam-A, KCl, Caustic Soda, Soda ASH, Safe Carb F, Safe Carb M
Тюменское	2 685–2 703	18	Аргиллиты темно-серые, зеленовато-серые, плотные слоистые, пирит, включения детрита	2,21	13	20,1	10	5	300–500	4–6	Ингибированный полимерный раствор Polyplus, Глинопоршок, SODA ASH, POLYRAC R, Duovis, DRILL-FREE, KLA-CURE, M-I-CIDE, CaCO ₃ МК-160, POLYPLUS

Определить коллекторские свойства пластов по керну баженовской свиты не просто, так как зачастую во время подъема керна на поверхность происходит резкое снижение вертикального стресса, из-за чего отдельные участки, находящиеся под действием аномально высокого порового давления (АВПД) взрываются, рассыпаются или расслаиваются.

По результатам исследования керна пустоты, заполненные углеводородами, представлены в основном трещинами и кавернами (см. табл. 2). Часть углеводородов нижнего бажена находится в запечатанных порах, которые образовались и образуются из-за перехода твердой органики в жидкую с увеличением объема и ростом давления до значений АВПД.

Коллектор в среднем бажене характеризуется минимальным нефтесодержанием, углеводороды в нем являются мобильными и доступны для добычи. Под этим телом сконцентрированы большие ресурсы нефти, но эта нефть связанная, без специальной стимуляции ее не добыть [3].

Высокоуглеродистые (от 2 до 20 %, в среднем около 5 % $C_{орг}$) отложения баженовской свиты [5] расположены на глубинах от 2 300 до 3 000 м и более, их толщина в пределах 20–60 м, пластовые температуры достигают 130 °С, пластовые давления аномально высокие и превышают гидростатическое в 1,1–2,0 раза.

Отложения характеризуются низкими ФЕС коллекторов: пористостью 12–13 % и проницаемостью $< 0,01$ мД, а в некоторых коллекторах до нанодарси (10^{-9}) и даже фемтодарси (10^{-15}) [10]. При создании депрессии на пласт с такой низкой проницаемостью просто невозможно получить хоть сколько-нибудь значимых притоков продуктивного флюида, не говоря о естественных фонтанах (сотни кубометров в сутки), полученных из баженовской свиты в результате испытаний и упомянутых во множестве публикаций [11–13].

Освоение баженовской свиты сопряжено с множеством проблем: высокие пластовые давления и температуры; наличие субвертикальных и субгоризонтальных систем трещиноватости; сложное строение с линзообразным переслаиванием глинистых, карбонатных, керогенных (твердое органическое вещество) и кремнистых пород; резкое изменение дебитов и их зависимость от режимов работы соседних скважин; необходимость создания минимальной депрессии во избежание смыкания трещин; отсутствие связи между признаками продуктивности в процессе бурения и их отсутствием при испытании объекта [14].

Промысловый анализ результатов бурения скважин на глубины ниже залегания баженовской свиты показал наличие осложнений, связанных с лавинообразным обрушением породы и заполнением ствола скважины плитчатыми кусками аргиллитов и глинистых сланцев [15]. По нашему мнению, это происходит по двум причинам:

- осмотическое проникновение фильтрата бурового раствора из ствола скважины в пласт и его последующее набухание;
- разрушение глинистых минералов в зоне разгрузки горного давления, в результате чего находящиеся под действием АВПД породы разваливаются.

Сказанное определяет необходимость разработки новых подходов извлечения углеводородов, связанных не только с выбором режима эксплуатации скважин и интенсификацией притока, но и с выбором профиля скважин, технологий и технических средств их бурения и заканчивания. Важную роль при выборе способа первичного вскрытия баженовских коллекторов играет буровая промысловая жидкость.

Проведенный анализ применяемых на различных месторождениях рецептур буровых растворов на нижележащие относительно бажена пласты показал, что в большинстве случаев применяют полимерглинистые ингибированные растворы (см. табл. 2) [16, 17].

Перечисленные геолого-технические особенности строения баженовской свиты, по нашему мнению, определяют целесообразность использования утяжеленных термоустойчивых растворов, отвечающих требованиям, представленным на рисунке 5.

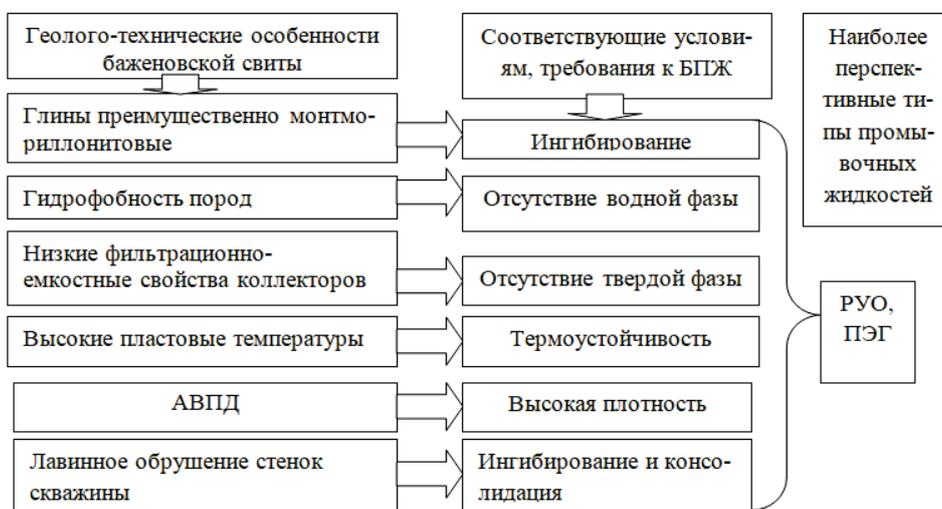


Рис. 5. Требования к БПЖ для вскрытия баженовской свиты

Наиболее перспективными, обеспечивающими высокое качество вскрытия, являются растворы на углеводородной основе (РУО) и их аналоги — инвертные эмульсионные растворы (ИЭР) [18, 19].

Разработанный на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского индустриального университета утяжеленный ИЭР на основе минерального органического масла с присадкой HL-580 отличается высокой стабильностью параметров, по сравнению с остальными полидисперсионными мультифазными системами [19]. Электростабильность раствора — 500 В, коэффициент восстановления проницаемости керна — 98 %, плотность — более 1 100 кг/м³ и термоустойчивость — более 130 °С. Положительные аспекты раствора заключаются в следующем: отсутствие фильтрации; высокий ингибирующий эффект; наличие псевдопластичных свойств и высокой смазывающей способности.

Таким образом, применение предложенного утяжеленного ИЭР на основе минерального органического масла с присадкой HL-580 для вскрытия баженовских отложений наиболее целесообразно в плане ингибирования и возможности регулирования в широком диапазоне плотности бурового раствора. Высокая стабильность, устойчивость к высоким температурам и отсутствие водоотдачи раствора позволяют рекомендовать его для вскрытия высокотемпературных битуминозных аргиллитов бажена. Применение ИЭР приведет к снижению аварийности и улучшению технико-экономических показателей бурения, повышению износостойкости долот и временного ресурса работы забойного двигателя, насосного оборудования и т. д.

Библиографический список

1. Energy Information Administration (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States (June 13, 2013). – Available at: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>.
2. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? Информационно-аналитический обзор [Электронный ресурс] / С. Мельникова [и др.]; Центр изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН. – М., 2012. – Режим доступа: http://www.eriras.ru/files/slancevjevij_gaz_5_ljet_nojabr_2012.pdf.

3. Дмитриевский А. Н., Высоцкий В. И. Нефтегазовый потенциал сланцевых формаций мира // Новые идеи в науках о Земле. XI Междунар. конф. (9–12 апреля, 2013 г.) / МГРИ-РГГРУ. – М.: Ваш полиграфический партнер, 2013. – С. 27–35.
4. Стрижнев К. Трудноизвлекаемые запасы // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. – 2013. – № 8.
5. Физико-геохимические и литологические перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты (на примере Красноленинского свода) / А. В. Лобусев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 12. – С. 24–27.
6. Алексеев А. Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме (часть 2) // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. – 2014. – № 35. – С. 15–27.
7. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю. В. Брадучан [и др.] – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
8. Захаров В. А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. – М.: Т-во научных изданий КМК, 2006. – С. 552–568.
9. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Э. О. Амон [и др.]; под ред. В. П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. – 257 с.
10. Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень: СибНИИИП, 1985.
11. Жук Е. Бажено-абалакский горизонт [Электронный ресурс] // Oil & Gas Eurasia. – 2013. – № 6. – Режим доступа: www.oilandgaseurasia.com/digital/2013-06.html.
12. Полоус М. Режим влечения [Электронный ресурс] // Коммерсант. Приложение «Нефть и газ». № 220 (5005), 21.11.2012. – Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc/2064484>.
13. Газпром нефть: официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.gazprom-neft.ru.
14. Карпов В. А. Еще раз о баженигах Западной Сибири (об инвертном типе природного резервуара УВ в баженовской свите) // Недрапользование XXI век – 2013. – № 3. – С. 70–77.
15. Технологические средства для вскрытия баженовской свиты / В. П. Овчинников [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – Т. 1, № 2. – С. 28–35.
16. Оценка ресурсов газогидратов на Восточно-Мессояхском месторождении / А. В. Поднебесных [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 40–44.
17. Овчинников В. П., Яковлев И. Г., Сирин А. В. Особенности применения биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих различные по химической активности глины (на примере месторождений Красноярского края) // Бурение и нефть. – 2014. – № 1. – С. 39–43.
18. Заявка на патент РФ. Инвертный эмульсионный раствор для вскрытия продуктивных пластов / Овчинников В. П., Яковлев И. Г. – Приоритет 2013111252 от 12.03.2013.
19. Овчинников В. П., Курбанов Я. М. Технологии освоения нетрадиционных коллекторов углеводородов баженовской свиты // Тюменский международный инновационный форум «Нефть и газ»: сб. Междунар. конф. – Тюмень, 2014.
20. Аксенова Н. А., Рожкова О. В., Лубягина Н. В. К вопросу выбора бурового раствора для вскрытия баженовской свиты // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междунар. науч.-техн. конф. – Т. 4. Бурение нефтяных и газовых скважин, машины и оборудование промыслов. Материалы и технология нефтяного машиностроения. Химия, нефтехимия и технология переработки нефти и газа / Отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 37–42.
21. Сланцевая нефть: Российская альтернатива. Приложение к сборнику «Технологии» № 100 (апрель 2013) ОАО Газпромнефть / Сибирская нефть.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199418359, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Овчинников Павел Васильевич, главный специалист управления бурения и заканчивания скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, тел. 8(495)6271280, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Аксенова Наталья Александровна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, тел. 8(3466)491073, e-mail: na-acs@yandex.ru

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Рожкова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Полищук Сергей Тимофеевич, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, тел. 89224161153, e-mail: 201819@bk.ru

Information about the authors

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89199418359, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Ovchinnikov P. V., Chief Specialist at the Department of Drilling and Pumping, LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, phone: 8(495)6271280, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Aksenova N. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, phone: 8(3466)491073, e-mail: na-acs@yandex.ru

Gerasimov D. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Rozhkova O. V., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Polishchuk S. T., Senior Lecturer at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, phone: 89224161153, e-mail: 201819@bk.ru

УДК 532.546:949.8

**ВЛИЯНИЕ ВИДА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ
МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ
О ПРОТИВОТОЧНОЙ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКЕ**

**MATHEMATICAL MODEL FUNCTIONAL PARAMETERS INFLUENCE
ON THE SOLUTIONS OF COUNTER FLOW IMBIBITION PROBLEM**

И. Г. Телегин, О. Б. Бочаров

I. G. Telegin, O. B. Bocharov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск

Ключевые слова: модель Маскета — Леверетта; вязкость нефти; водонасыщенность; капиллярное давление

Key words: Muskat — Leverett model; oil viscosity; water saturation; capillary pressure

Противоточная капиллярная пропитка играет значительную роль в процессах фильтрации несмешивающихся жидкостей. При заводнении нефтяных залежей именно с помощью противоточной капиллярной пропитки нефть вытесняется из малопроницаемых нефтенасыщенных застойных зон. Пропитка также оказывает значительное влияние на межпластовые перетоки в слоисто-неоднородных нефтяных пластах и разработку трещиновато-пористых залежей. Задачи пропитки изучались в работах В. М. Ентова, В. М. Рыжика, М. Л. Сургучева и других [1–3]. В работах [3–5] численно исследовались задачи неизотермической пропитки.

В данной работе рассматривается вопрос о влиянии функциональных параметров модели двухфазной фильтрации Маскета — Леверетта на структуру решения задачи о противоточной капиллярной пропитке в изотермическом случае.

Уравнения модели пропитки и постановка задачи. Одномерная модель капиллярной пропитки двух несмешивающихся жидкостей в однородной пористой среде без учета гравитации имеет вид [1, 2]

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (k_0 a_0(s) \frac{\partial p_c(s)}{\partial x}) \equiv - \frac{\partial v}{\partial x}, \quad (1)$$

где t — время; $x \in [0, L]$ — пространственная переменная; динамическая насыщенность смачивающей фазы (далее «вода») — $s = (s_1 - S_1^0) / (1 - S_1^0 - S_2^0)$; s_1 — истинная насыщенность смачивающей фазы; $(S_1^0, S_2^0) = const$ — остаточные водо- и нефтенасыщенности; $m = m_0(1 - S_1^0 - S_2^0)$, m_0 — пористость коллектора; $k_0 = const$ — абсолютная проницаемость пласта; $p_c(s) = (m_0 / k_0)^{1/2} \sigma j(s)$ — капиллярное давление; σ — коэффициент поверхностного натяжения, $j(s)$ — функция Леверетта; $k_i(s)$ — относительные фазовые проницаемости (нижний индекс $i = 1$ означает воду, а $i = 2$ — нефть); $\mu = \mu_1 / \mu_2$, μ_i — вязкости; v — скорость фильтрации смачивающей фазы; $a_0(s) = -k_1(s)k_2(s) / (\mu_2(k_1(s) + \mu k_2(s)))$. Величины t , x , μ_i , k_0 , p_c взяты в системе СИ. Отметим характерные свойства функциональных параметров модели

$$k_1(0) = k_2(1) = 0, \quad j(1) = 0.$$

Противоточная капиллярная пропитка происходит в случае, когда левый конец ($x = 0$) пористого нефтенасыщенного тела контактирует со смачивающей фазой

($s=1$), при этом капиллярное давление вне нефтенасыщенного тела равно нулю, то есть выполняется условие $j(1)=0$, и значит при $x=0$ будем иметь

$$s|_{x=0}=1. \quad (2a)$$

Правый край нефтенасыщенного тела ($x=L$) непроницаем, и, соответственно скорость фильтрации вытесняющей фазы равна нулю.

$$v|_{x=L}=0. \quad (2б)$$

Для численных расчетов перейдем к безразмерным переменным: $\bar{x}=x/L$, $\bar{t}=\sigma\sqrt{(k_0m_0)/(\mu_2L^2m)}\cdot t$. Черта над \bar{x} и \bar{t} в дальнейшем опускается. Задача (1), (2) в новых переменных можно переписать в виде

$$\begin{cases} \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(a(s) \frac{\partial j}{\partial x} \right), \\ s|_{x=0}=1; a(s) \frac{\partial j}{\partial x}|_{x=1}=0, s(x,0)=0, x \in (0,1], \end{cases} \quad (3)$$

где $a(s)=-k_1(s)k_2(s)/(k_1(s)+\mu k_2(s))$.

Моделирование противоточной пропитки. Алгоритм численного расчета начально-краевых задач для задач противоточной пропитки описан в работах [5, 6]. Для контроля и анализа полученных решений на каждом временном шаге вычислялись две основные характеристики процесса вытеснения:

$\eta(t)=100\% \int_0^1 s(x,t)dx$ — обводненность пласта (интеграл вычисляется по формуле трапеций); $x_f(t)$ — предельная точка распространения водонасыщенности.

В расчетах μ взято равным 0,1, в качестве базовых функциональных параметров выбраны функции, апробированные на экспериментальных данных [5]

$$k_1=0,12s^{1,6}+0,35s^{3,6}, k_2=0,64((1-s)/(1+s))^{1,05},$$

$$j=0,48(1,00000001-s)^{0,14}(1+0,5e^{-100s})/(0,92+s)^{1,67}. \quad (4)$$

Вариации $k_i(s)$ задавались в виде полиномиальных функций

$$k_1(s)=s^\alpha; k_2(s)=(1-s)^\beta, \quad (5)$$

при этом изменялись степени $\alpha \in [1;5]$ и $\beta \in [1;5]$, следуя работе [7].

Вариант А. Использование разных представлений функции $k_1(s)$. Первая серия расчетов была проведена при использовании $k_2(s)$ и $j(s)$ из набора (4), а $k_1(s)$ рассчитывался по формуле (5) с разными α . Расчеты показали, что уменьшение α ведет к размазыванию фронта водонасыщенности и ускоренному продвижению $x_f(t)$ (таблица). Увеличение α приводит к формированию хорошо выраженного фронта водонасыщенности, то есть решение приобретает сходство с решениями задачи вытеснения по модели Маскета — Леверетта [8]. На рисунке 1 приведены обводненности пласта при разных α , видно, что уменьшение α приводит в начальные моменты времени к более интенсивному замещению нефти водой, однако с течением времени разница между вариантами уменьшается (решение при $\alpha=3$ не приведено в связи с тем, что это решение графически слабо отличается от базового решения).

Время прихода воды $x_f(t)$ к правому краю области

Расчет	Вариант А, $\alpha = N$	Вариант Б, $\beta = N$	Вариант В, $\gamma = N$
Базовый	2,35	2,35	2,35
$N = 1$	0,08	1,77	1,50
$N = 2$	1,24	2,24	1,19
$N = 3$	3,55	2,65	1,14
$N = 4$	6,94	3,06	1,15
$N = 5$	11,51	3,51	1,19

Вариант Б. Использование разных представлений функции $k_2(s)$. Вторая серия расчетов была проведена при использовании $k_1(s)$ и $j(s)$ из набора (4), а $k_2(s)$ рассчитывался по формуле (5) с разными β . Расчеты показали, что увеличение β ведет к замедлению продвижения $x_f(t)$. Однако этот параметр влияет на движение $x_f(t)$ слабее, чем α (см. табл.). На рисунке 2 представлены графики обводненности пласта при вариации β . Из рисунка следует, что на обводнение пласта величина β влияет сильнее, чем α . Увеличение β ведет к значительному снижению темпов обводнения. Отметим также, что $\beta = 1$ приводит к почти полному вытеснению нефти из пласта при больших временах t .

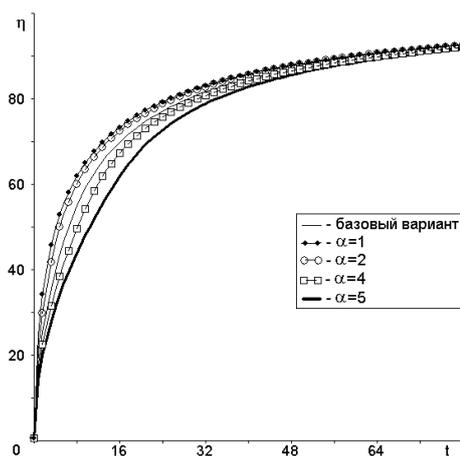


Рис. 1. Обводненности $\eta(t)$, для варианта А

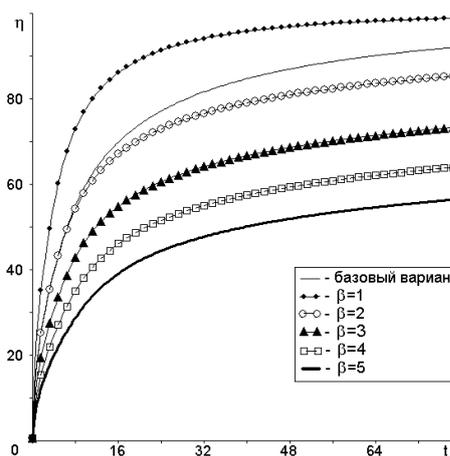


Рис. 2. Обводненности $\eta(t)$, для варианта Б

Вариант В. Использование разных представлений функции $j(s)$. Как правило, используют два типа функций Леверетта:

1) функции, подобные $k_2(s)$, эти функции обычно соответствуют режимам пропитки [7]

$$j(s) = C(1-s)^\gamma, C = const > 0, \gamma \geq 1. \quad (6)$$

2) функции Леверетта с точками перегиба, такие функции обычно соответствуют режимам дренажа [7]. Примерами таких функций являются $j(s)$ из набора (4) или функция Леверетта из работы [9]

$$j(s) = 0,2(1-s)/((1,2-s)^2(2-s)s + 0,02). \quad (7)$$

На рисунке 3 для сравнения приведены функции Леверетта в нормированном виде из набора (4) и по формулам (6), (7).

Рассмотрим особенности решения при использовании функции (6). Для этого были проведены расчеты с фиксированным $C = 1$ и различными γ . Результаты расчетов приведены на рисунке 4 и в таблице. Анализ расчетов показывает, что вариация γ слабо влияет на скорость движения фронта $x_f(t)$, но вот влияние на обводненность пласта (см. рис. 4) значительно и сходно с влиянием β в $k_2(s)$. Увеличение γ приводит к снижению темпа замещения нефти водой.

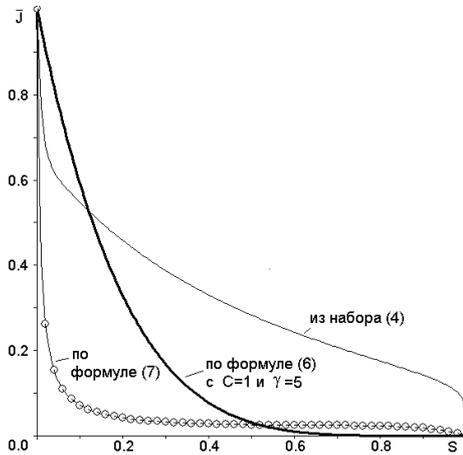


Рис. 3. Варианты функции Леверетта в безразмерном виде $\bar{j} = j(s) / \max(j(s))$

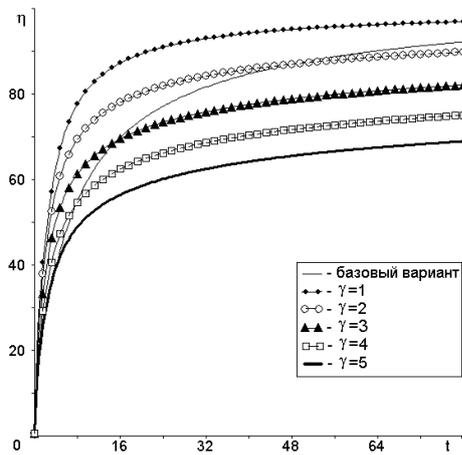


Рис. 4. Обводненности $\eta(t)$ для варианта В при разных γ

Применение функции Леверетта второго типа приводит к большому разнообразию решений задачи пропитки. На рисунке 5 на разные моменты времени толстыми линиями показаны решения, полученные для $j(s)$ заданной формулой (7), а тонкими линиями — контрольный расчет при параметрах (4). Из рисунка видно, что использование данного вида функции Леверетта привело к изменению решения $s(x, t)$, а именно, ускорилось продвижение фронта водонасыщенности, а в окрестности $x = 0$ сформировался как бы второй фронт вытеснения.

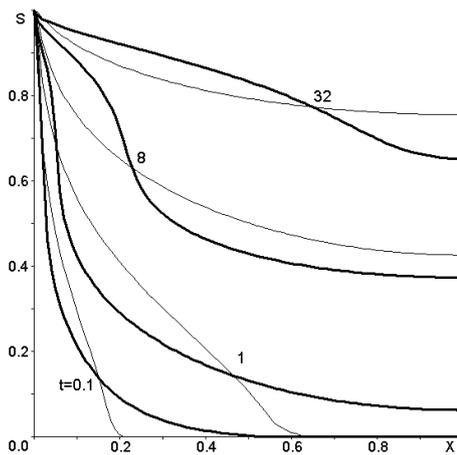


Рис. 5. Пропитка нефтяного пласта с $j(s)$, заданной в (7), а $k_1(s)$ из набора (4)

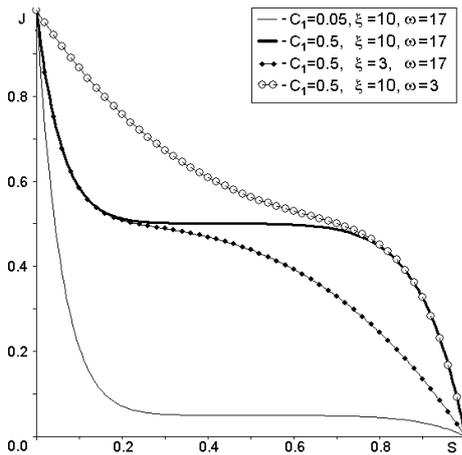


Рис. 6. Функция Леверетта, заданная формулой (8) с разными параметрами

Обобщением функций Леверетта второго типа является представление $j(s)$ в виде

$$j(s) = C_1 - C_1 s^\xi + (1 - C_1)(1 - s)^\omega, \quad \xi \geq 1, \quad \omega \geq 1, \quad C_1 \in (0, 1), \quad (8)$$

где C_1 — приближительное значение функции $j(s)$ в точке максимума $j'(s)$.

Функция (8) состоит из двух компонент:

1) $j_1(s) = C_1 s^\xi$ — является определяющей компонентой $j'(s)$ для анализа поведения решения в окрестности точки $s = 1$;

2) $j_2(s) = (1 - C_1)(1 - s)^\omega$ — является определяющей компонентой $j'(s)$ для анализа поведения решения в окрестности точки $s = 0$.

На рисунке 6 приведены примеры функции Леверетта при вариации C_1 , ξ и ω , очевидно, что использование $j(s)$ в виде (8) позволяет получать разнообразные функции Леверетта. На рисунке 7 представлены результаты расчетов, полученные при использовании функции $j(s)$ вида (8) с параметрами $C_1 = 0,5$, $\xi = 10$, $\omega = 17$, k_2 из набора (4) и $k_1 = s^\alpha$. Толстыми линиями обозначены решения при $\alpha = 5$, тонкими линиями с темными треугольниками — решения при $\alpha = 3$, а тонкими линиями с темными кружками — решения при $\alpha = 1$. Из рисунка видно, что применение такого типа функции Леверетта привело к формированию двух фронтов вытеснения. При $\alpha = 1$ первый фронт вытеснения почти не успевает сформироваться. При $\alpha = 3$ фронты вытеснения уже ярко выражены, а при $\alpha = 5$ фронты вытеснения сливаются в единый фронт. С продвижением второго фронта вытеснения к правому краю ($x = 1$) высота второго фронта уменьшается. При больших временах t пропитка пласта во всех вариантах привела почти к полному вытеснению нефти (см. рис. 7).

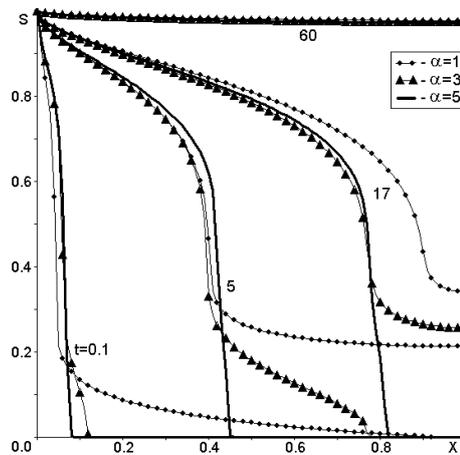


Рис. 7. Пропитка, $j(s)$ задана в (8) с разными $k_1 = s^\alpha$

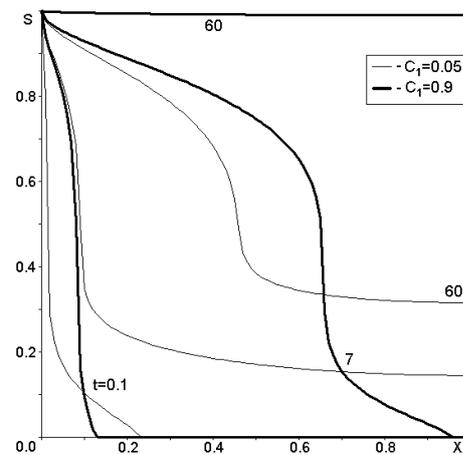


Рис. 8. Пропитка, $j(s)$ задана в (8) с разными C_1 , $k_i(s)$ из набора (4)

Численные эксперименты с разными параметрами в формуле (8) показали следующее.

1) На рисунке 8 приведены примеры решений с разными C_1 при $\xi = 10$, $\omega = 17$ и $k_i(s)$ из набора (4). Из рисунка видно, что при $C_1 = 0,05$ второй фронт вытеснения движется очень медленно, а при $C_1 = 0,9$ он движется почти так же

быстро, как и первый фронт. Таким образом, уменьшение C_1 тормозит движение второго фронта вытеснения, но в то же время скорость движения первого фронта вытеснения возрастает.

2) Изменения ξ влияют в основном на характеристики второго фронта вытеснения. Второй фронт появляется при $\xi > 6$, и рост ξ увеличивает его высоту. На рисунке 9 приведены примеры решений с разными ξ при $C_1 = 0,5$ и $\omega = 17$, остальные функции — из набора данных (4). Из рисунка видно, что уменьшение ξ привело к трансформации второго фронта вытеснения в кривую с точками перегиба, ускорению продвижения $x_f(t)$ и ускорению процесса вытеснения нефти водой.

3) Параметр ω влияет на размазывание второго фронта вытеснения и скорость продвижения переднего фронта вытеснения: уменьшение ω увеличивает степень размазывания и увеличивает скорость продвижения фронта. На рисунке 10 представлены примеры решений с разными ω при фиксированных $C_1 = 0,5$, $\xi = 10$, остальные параметры — из набора данных (4). Из рисунка видно, что уменьшение ω привело к полной ликвидации второго фронта вытеснения, на его месте сформировалась кривая с точками перегиба. Также отметим, что при больших временах t решения графически почти не различаются ($t = 60$).

Интересным является факт формирования почти разрывного решения при больших ξ и ω (см. рис. 9, 10, тонкие линии). Такие решения характерны для вырождающихся параболических уравнений.

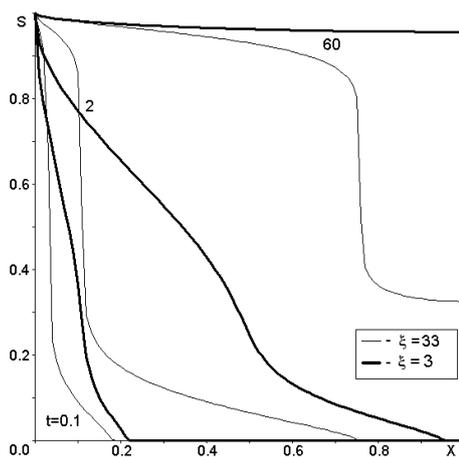


Рис. 9. Пропитка, $j(s)$ задана в (8) с разными ξ , $k_i(s)$ из набора (4)

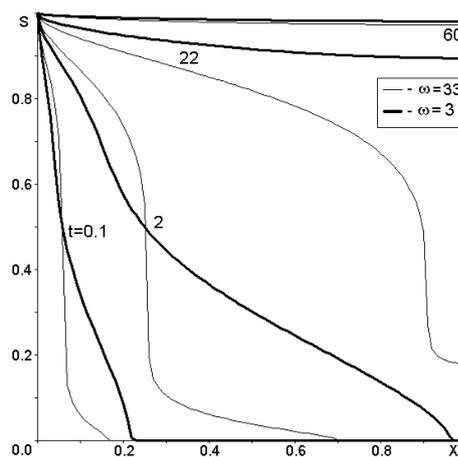


Рис. 10. Пропитка, $j(s)$ задана в (8) с разными ω , $k_i(s)$ из набора (4)

Выводы

При построении гидродинамических моделей нефтяных залежей фазовые проницаемости и функция Леверетта модифицируются, и поэтому получаемые функциональные параметры могут серьезно отличаться от вида кривых, полученных теоретически и в лабораторных условиях. Проведенные в нашей работе численные эксперименты показывают, что при модификации фазовых проницаемостей и функции Леверетта можно получить весьма разнообразные результаты, в том числе и с дополнительным фронтом вытеснения. Данные результаты помогут уточнению функциональных параметров модели в ходе эксплуатации месторождения.

Библиографический список

1. Рыжик В. М. О механизме капиллярной пропитки пористой среды // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. – 1959. – № 1. – С. 151–153.
2. Рыжик В. М. О капиллярной пропитке нефтеносного гидрофильного пласта // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. – 1960. – № 2. – С. 149–151.
3. Ентов В. М., Шыганаков Н. О противоточной капиллярной пропитке пористой среды раствором активной примеси в неизоотермических условиях // ДАН СССР. – 1979. – Т. 246, № 4. – С. 819–823.
4. Бочаров О. Б., Осокин А. Е. Численное моделирование автомодельного режима термокапиллярной пропитки // Сибирский журнал индустриальной математики. – 1998. – Т. 1, № 2. – С. 73–80.
5. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки // Теплофизика и аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.
6. Швидлер М. И., Леви Б. И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей. – М.: Недра, 1970. – 156 с.
7. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917–1967). – М.: Наука. – 1969. – 546 с.
8. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Сравнение модели фильтрации несмешивающихся жидкостей с фазовыми подвижностями и модели Маскета — Леверетта // Теплофизика и аэромеханика. – 2004. – Т. 9, № 4. – С. 597–605.
9. Бочаров О. Б., Осокин А. Е. Численное исследование автомодельных задач неизоотермической двухфазной фильтрации // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2002. – Т. 5, № 1. – С. 8–20.

Сведения об авторах

Телегин Игорь Григорьевич, к. ф.-м. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)670036, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Бочаров Олег Борисович, к. ф.-м. н., доцент, Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, тел. 8(383)3332808, e-mail: oleg.bocharov@bakerhughes.com

Information about the authors

Telegin I. G., Candidate of Physics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)670036, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Bocharov O. B., Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Novosibirsk Technology Center JSC «Baker Hughes», Novosibirsk, phone: 8(383)3332808, e-mail: oleg.bocharov@bakerhughes.com

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ТРЕЩИНОЙ ГРП КОНЕЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ PREDICTION OF THE TRANSIENT BEHAVIOR OF HYDRAULIC FRACTURED VERTICAL WELL WITH FINITE CONDUCTIVITY

С. А. Фаик, Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин
S. A. Faiq, Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: большеобъемный гидроразрыв пласта; нестационарные процессы
Key words: large-volume hydraulic fracture; transient behavior

В настоящее время в Западной Сибири распространено бурение горизонтальных скважин с целью доизвлечения остаточных запасов в слабодренлируемых и не вовлеченных в процесс выработки зонах. Технология большеобъемного гидроразрыва позволяет создать альтернативные возможности для замены бурения дополнительных горизонтальных ответвлений супертрещиной гидроразрыва значительной протяженности в вертикальной скважине, что может быть экономически более целесообразно в низкопроницаемых коллекторах на глубине более 3 км. В сложных экономических условиях по-прежнему особое внимание уделяется более экономичной технологии супергидроразрыва для нерентабельных, низкодебитных скважин в пластах ачимовской толщи с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, а также со значительными загрязненными зонами притока с целью вовлечения недренируемых зон и снижения обводненности наклонно направленных скважин старого фонда. Прогнозирование нестационарного поведения давления в трещинах конечной проводимости позволяет формировать более устойчивые и эффективные фильтрационные потоки при организации массовых геомеханических воздействий на пласты.

Рассмотрены задачи, связанные с нестационарным однофазным притоком к вертикальной скважине с трещиной. Для решения данных задач была построена сеточная модель фильтрации пластовых жидкостей к вертикальной скважине с

трещиной. Предполагается, что горизонтальный нефтенасыщенный пласт постоянной толщины и равномерная пористость и проницаемость ограничены сверху и снизу непроницаемыми пластами, жидкость не сжимается.

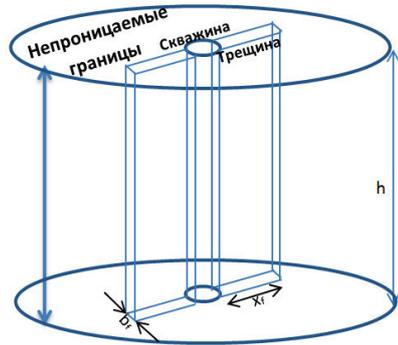


Рис. 1. Схема системы гидроразрыва пласта

Предположим, что после формирования трещины в цилиндрическом объеме пласта наружная граница находится под постоянным давлением, при условии, что она расположена не слишком близко к трещине. Система трещины представлена единой плоскостью, вертикальная трещина ограничена радиально непроницаемой матрицей выше и ниже продуктивного пласта. Данная математическая модель представлена на рисунке 1 [1].

Опишем способ решения, используемый для получения распределения дебита в трещине.

Предполагаем, что жидкость несжимаема и двумерные геометрические и постоянные свойства подчиняются закону Дарси (рис. 2).

Система «трещина — пласт» [1]

Уравнения для пласта

$$\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) = \phi c_t \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$p(x \rightarrow \infty, y \rightarrow \infty, t_D) = p_i$$

$$\frac{kh}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{y=0} = q_f, -x_f \leq x \leq x_f$$

$$p(x, y, t = 0) = p_i$$

Уравнения для трещины

$$\frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} + \frac{\mu q_f(x', t)}{k_f w_f h} = \frac{\phi_f \mu c_{ft}}{k_f} \frac{\partial p_f}{\partial t}$$

$$\frac{\partial p_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f} = 0$$

$$\frac{k_f w_f}{\mu} \frac{\partial p_f}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{1}{2} q_w$$

Рис. 2. Модель притока к трещине гидроразрыва пласта

(c_t — сжимаемость пласта, 1/Па; h — суммарная высота, м; k — проницаемость пласта, Д; k_f — проницаемость трещины, Д; p — давление, кг/(м·с²); p_i — начальное пластовое давление, кг/(м·с²); q_w — дебит, м³/с; q_f — дебит для каждого метра трещины, м³/с; t — время, с; w_f — ширина трещины, м; r_e — радиус пласта, м; x_f — полудлина трещины, м; μ — вязкость, кг/(м·сек); ϕ — пористость, д.ед)

Г. Синко-Лей, В. Саманиго и другие [1–35] представили математическую модель, которая стала стандартной для оценки бесконечной проводимости трещины. Основная методика является полуаналитической, в ней трещина ГРП моделируется с большим количеством элементов (20 до 40 на крыло) [19, 20, 35]. Для каждого элемента моделируется равномерный поток, однако распределение потока априори неизвестно. Уравнения потока пласта и трещины приравниваются вдоль трещины, и дискретизованная система решается для давления в скважине и распределения потока. Многочисленные расширения методов были опубликованы в работе Г. Синко-Лей и Г. Мэн [11], в работе [35] недавно представлены формулировки в пространстве Лапласа для конечной проводимости трещин.

У решения уравнения в пространстве Лапласа много преимуществ. Во-первых, высокая сходимость метода при использовании алгоритма Гравера — Стеффеса [14, 31, 32] для быстрой инверсии в реальное пространство. Предыдущие методы требовали дискретизации во времени и пространстве. Во-вторых, добавление скин-эффекта скважины и влияние ствола скважины (ВСС) получаются легко. Включение ВСС будет важно при исследованиях гидродинамических проблем.

Г. Синко-Лей и Г. Мэн [11] представили формулировку, которая игнорирует сжимаемый поток в трещине (линейный поток трещины). Г. Синко-Лей показал точность этого приближения, модель С. Ван Круисдика подразумевает сжимаемый поток в трещине. В следующей вариации предположения Г. Синко-Лей и Г. Мэн [11] будут учтены. Уравнение потока трещины считает трещину однородной пористой средой с высотой h , шириной w_f и полудлиной x_f . Так как длина трещины много больше ширины, то притоком жидкости на концах трещин можно пренебречь. Жидкость поступает к поверхности трещины со скоростью $q(x, t)$ на единицу длины трещины (рис. 3 а).

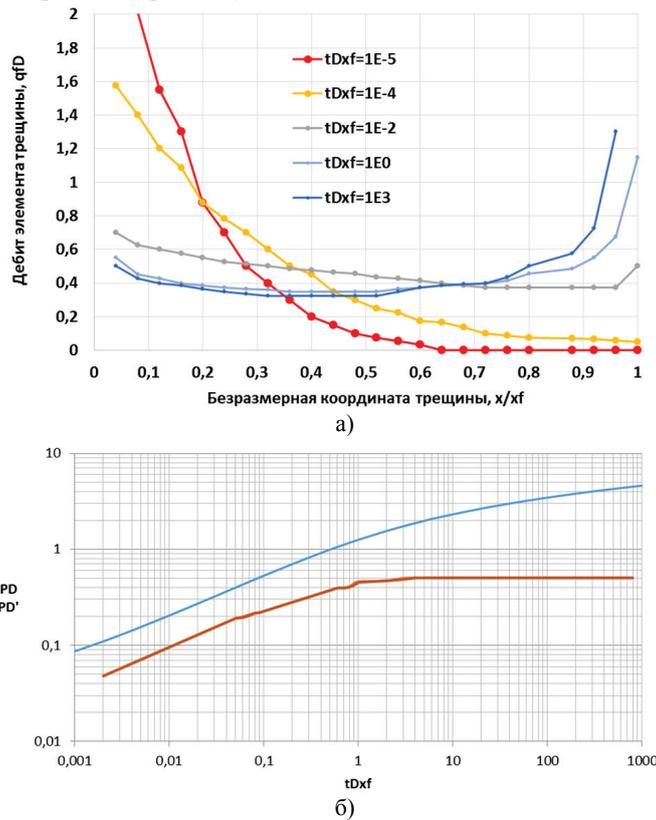


Рис. 3. Результаты численного моделирования при $C_{FD} = 20,0$: а) распределение потока; б) давление и его распределение

Рисунки 3 и 4 показывают безразмерный поток вдоль трещины при различных значениях t_D . При малых значениях безразмерного времени t_{Dxf} плотность потока равномерна вдоль трещины, также при малых временах дебит жидкости из пласта в трещину меньше общего дебита скважины. Это результат влияния ствола скважины при средних и больших значениях времени t_{Dxf} , скорость потока в скважину создается увеличением мощности системы наружной стороны трещины; при этих условиях общая площадь под каждой кривой плотности потока равна единице (см. рис. 4 а). Таким образом, при больших значениях времени t_{Dxf} плотность потока стабилизируется.

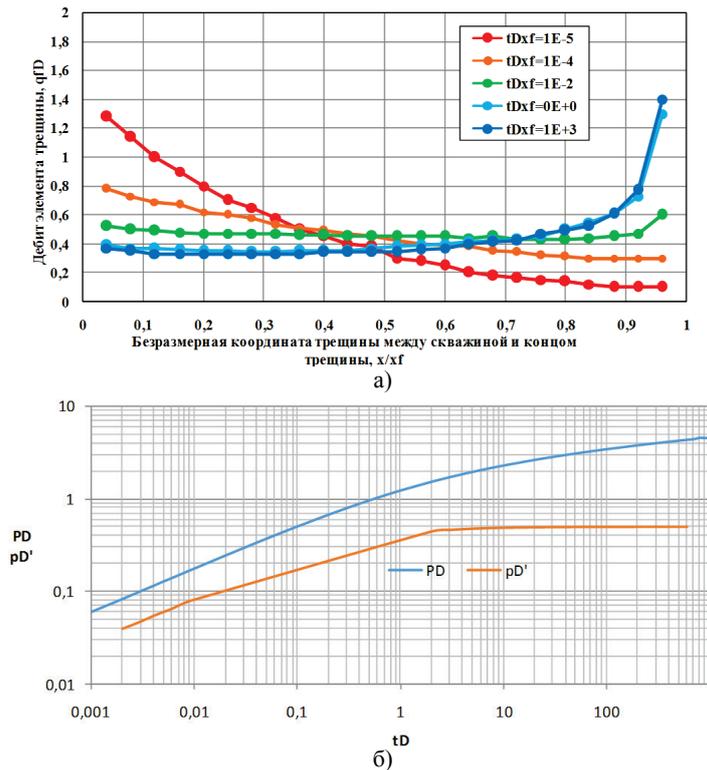


Рис. 4. Результаты численного моделирования при $C_{fd} = 100, 0$:
 а) распределение потока; б) давление и его распределение

Важно исследовать влияние проводимости трещины на стабильную плотность потока вдоль трещины. Рисунок 5 показывает, что для высокопроводимой трещины ($C_{fd} > 300$) плотность потока высока на участках вдали от скважины. Когда проводимость трещины уменьшается, плотность потока изменяется, чтобы поток, входящий в части трещины вблизи скважины, становился более устойчивым. Например, в низкой проводимости трещины 70 % потока придет из ближней половины трещины. Однако приблизительно две трети целого потока придет от дальнейшей половины в высокой проводимости трещины ($C_{fd} > 300$). Это подчеркивает важность создания высокой проводимости трещин, чтобы преодолеть ограничения потока, связанные с загрязнением околоскважинной зоны.

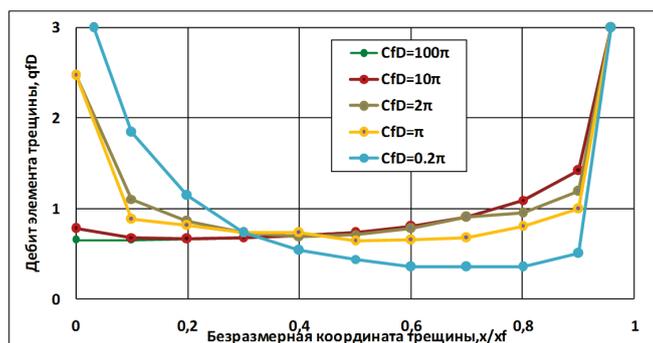


Рис. 5. Стабильное распределение потока для различных проводимостей трещины

Выводы

- Для высокой проводимости трещины ($C_{FD} > 300$) плотность потока высока на участках вдали от скважины.
- Когда проводимость трещины уменьшается, плотность потока изменится таким образом, что поток, входящий в части трещины вблизи ствола скважины, становится доминирующим.
- В низкой проводимости трещины 70 % потока придет из ближней половины трещины. Однако приблизительно две трети целого потока придет из дальней половины в высокой проводимости трещины ($C_{FD} > 300$). Полученные результаты численного моделирования показывают важность создания высокой проводимости трещин, чтобы преодолеть ограничения потока, формируемые околоскважинной зоной.

Библиографический список

1. Gringarten A. C., Ramey H. J. Jr., Raghavan R. Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture // SPE. – (August, 1974). – Vol. 14, Issue 4. – P. 347–360.
2. Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М., Тулубаев А. Б. Гидропрослушивание скважин // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: материалы Всеросс. науч.-техн. конф. – Тюмень: Вектор Бук, 2001. – С. 16–17.
3. 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).
4. Barker B. J., Ramey H. J. Jr. Transient Flow to Finite Conductivity Vertical Fractures // SPE 7489. – (October 1978).
5. Beer G., Smith I., Duenser C. Boundary element method with programming // New York: Springer Wien, 2008.
6. Bennett C. O., Rosato N. D., Reynolds A. C. Jr., Raghavan R. Influence of Fracture Heterogeneity and Wing Length on the Response of Vertically Fractured Wells // SPE. – (May, 1981). – P. 27–29.
7. Cinco-Ley H. Evaluation of Hydraulic fracturing by Transient Pressure Analysis Methods // SPE 10043. – (March, 19–22). – Beijing.
8. Cinco-Ley H., Samaniego V. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case versus Damaged Fracture Case // SPE 10179. – (October, 1981).
9. Cinco-Ley H., Samaniego V., Dominguez A. N. Cinco-Ley H. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture // SPEJ. – (August, 1978).
10. Cinco-Ley H., Samaniego V., Rodriguez F. Behavior of Wells with Low-Conductivity Vertical Fractures // SPE 16776. – (September, 1987).
11. Cinco-Ley H., Meng H. Z. Pressure Transient Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture in double porosity reservoirs // SPE 18172. – (October, 1981).
12. Earlougher R. C. Jr. Advances in Well Test Analysis // SPE Monograph Series. – Vol. 5. – 1977.
13. Earlougher R. C. Jr., Ramey H. J. Jr. Interference Analysis in Bounded Systems // JCPT. – (October–December, 1973). – P. 33–45.
14. Graver D. P. Jr. Observing stochastic processes, and approximate transform inversion // Operations Research. – 1966. – 14(3). – P. 444–459.
15. Gringarten A. C., Ramey H. J. Jr. The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs // SPE Journal Paper 3818-PA. – 1973.
16. Gringarten A. C., Ramey H. J. Jr. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry // SPE. – (August, 1974). – Vol. 14, Issue 4. – P. 413–426.
17. Gupta O. P. Finite and boundary element methods in engineering. – India, 2002.
18. Katz D. L. Applied Numerical methods. – New York: Wiley, 1969.
19. Kikani J. Application of boundary element method to streamline generation and pressure transient testing. PhD dissertation. – Stanford University. – July, 1989.
20. Kikani J. Flux determination of finite conductivity fractures using higher order interpolation functions // SPE-22658-PA. – (March, 1995).
21. 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.
22. Meehan D. N. Hydraulically fractured wells in heterogeneous reservoirs interactions interference and optimization. PhD dissertation. – Stanford University. – July, 1989.
23. Petcher R. Boundary element simulation of petroleum reservoirs with hydraulically fractured wells. PhD dissertation. – Calgary Alberta, June, 1999.
24. Raghavan R. Pressure Behavior of Wells Intercepting Fractures // Proceedings, Invitational Well-Testing Symposium. – 1977 (October 19–21). – P. 117–160.
25. Raghavan R., Hadinoto N. Analysis of Pressure Data for Fractured Wells: The Constant-Pressure Outer Boundary // SPEJ April. – 1978. – P. 139–149.
26. Ramey H. J. Short-Time-Well Test Data Interpretation in, the Presence of Skin-Effect and Wellbore Storage // Journal of Petroleum Technology. – 1970 (January). – P. 97–104.
27. Ramey H. J. Jr., Agarwall R. G. Annulus Unloading Rates as Influenced Wellbore Storage and Skin-Effect // SPEJ. – (October, 1972).
28. Russel D. G., Truitt N. E. Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs // JPT. – (October, 1964). – P. 1159–1170.
29. Sato K. Accelerated boundary element model for flow problems in heterogeneous reservoirs. PhD dissertation. – Stanford University. – June, 1992.
30. Scott J. O. The Effect of Vertical Fractures on Transient Pressure Behavior of Wells // JPT. – (December, 1963). – P. 1365–1369.

31. Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms // Communications of the ACM. – 1970. – 13(1). – P. 47–49.
32. Stehfest H. Remark on algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms Communications of the ACM. – 1970. – 13(10):624.
33. Van-Everdingen A. F., Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in the Reservoirs // Trans. AIME. – 1949. – Vol. 186. – P. 305–324.
34. Van-Everdingen A. F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells // Trans. AIME. – 1953. – Vol. 198. – P. 171–176.
35. Van Kruijsdijk C. P. J. W. Semianalytical Modeling of Pressure Transients in Fractured Reservoirs // SPE 18169. – (October, 1988).

Сведения об авторах

Фаик 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

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ассистент кафедры нефтегазового дела, Куркукский университет, г. Куркук, тел. 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

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

Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Assistant at the Department of Petroleum Engineering, University of Kirkuk, phone: 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

УДК 532.7

**ПОЛЕ ПОРИСТОСТИ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА НА ЭТАПЕ
ВЫДЕРЖКИ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОМ КИСЛОТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ
MATHEMATICAL MODEL OF COLLECTOR POROUS FIELDS AT STAGE
OF EXTRACTION UNDER CYCLE-ACID EFFECTS**

А. И. Филиппов, А. А. Ковальский, И. Ф. Кабиров

A. I. Filippov, A. A. Kovalskiy, I. F. Kabirov

Филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Салават

Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Стерлитамак

Ключевые слова: технологическая выдержка; плотность раствора соляной кислоты; пористость; постоянная химической реакции

Key words: technological aging; density of hydrochloric acid solution; porosity; chemical reaction

Одним из важнейших методов повышения проницаемости призабойной зоны карбонатосодержащих коллекторов является обработка кислотой, которая, взаимодействуя со скелетом, преобразует нерастворимые карбонаты в растворимые соли, легко извлекаемые из удаленных от скважины зон пласта. В работах [1, 2] показано, что в процессе однократной закачки существенные изменения пористости труднодостижимы. По этой причине для достижения требуемого эффекта кислотной обработки следует использовать многократные обработки, каждый цикл которой состоит из этапов инъекции кислотного раствора (собственно закачки), выдержки, в процессе которой достигается дополнительное расходование кислотного раствора, и последующего извлечения растворенных продуктов реакции. Отметим, что исследование этапа выдержки важно не только для совершенствования технологии, но и для экологии, поскольку утилизация извлекаемой из скважины продукции, содержащей кислоту, представляет существенную техническую проблему.

В работе [1] получено решение химико-гидродинамической задачи об изменении раствора соляной кислоты в околоскважинном пространстве в процессе дос-

тавки раствора соляной кислоты вглубь карбонатного пласта. Указанное решение может быть использовано для расчетов параметров циклической обработки. Зависимости для расчетов пространственно-временных изменений полей химически активных продуктов на этапе выдержки при циклической обработке к настоящему времени не получены.

Нами получены решение задачи и соответствующие зависимости, в том числе приближенные, плотности кислоты, пористости и продуктов реакции, которые могут быть использованы при расчетах для случая многократной обработки.

Растворение карбонатного скелета кислотой происходит в результате гетерогенной химической реакции. Основы кинетики гетерогенных реакций заложены в работах А. Фика, Ю. Е. Богуского, Н. Н. Каяндера, В. Спринга, А. Н. Щукарева [3]. А. Нойес, В. Уитни, Е. Бруннер, В. Нерст и др. предложили диффузную теорию. В дальнейшем результаты по кинетике гетерогенных реакций развиты в работах К. В. Кинга, В. М. Гортикова, А. Б. Здановского, Е. А. Мелвина-Хьюза, П. К. Уэйла, К. Ландау, Д. А. Франк-Каменецкого и В. Г. Левича [3, 4].

Успешность этапа выдержки определяется такими параметрами, как необходимый объем кислотного раствора, время выдержки, геометрия пор и т. д. На основе практического опыта Б. М. Сучковым, Э. М. Шайхутдиновой и исследователями фирмы Shlumberger Services рекомендованы эмпирические формулы для определения объема раствора кислоты на этапе выдержки [5]. В работе [6] исследованы температурные поля, возникающие при взаимодействии кислоты с карбонатным скелетом.

Математический прогноз времени выдержки кислотного состава в карбонатном коллекторе был сделан М. И. Максимовым [5]. В рассмотренных работах не учитывается процесс растворения карбонатной породы на предшествующих выдержке технологических процессах, что является их главным недостатком.

Математическая постановка задачи в зоне реакции $r < R$ представляется уравнениями неразрывности

- для кислоты

$$\frac{d(m\rho_a)}{dt} = -k\alpha(m)\rho_a^l = -kq, \quad (1)$$

- для скелета пористой среды

$$\frac{dm}{dt} = \alpha(m)\frac{\rho_a^l}{\rho_s} = \frac{q}{\rho_s}, \quad (2)$$

- для продуктов реакции

$$\frac{d(m\rho_n)}{dt} = k_n\alpha(m)\rho_a^l, \quad (3)$$

где $l = 1, 2$ для реакции первого и второго порядка соответственно; $n = 1, 2$ для продуктов реакции $CaCl_2$ и H_2CO_3 соответственно; $\alpha(m)$ — фактор скорости реакции, который определяется ниже. Начальные условия задаются в виде

$$m|_{t=0} = m_0(r); \quad \rho_a|_{t=0} = \rho_{a0}(r), \quad (4)$$

где ρ_a — плотность раствора соляной кислоты, $кг/м^3$; $\rho_{a0}(r)$ — поле плотности раствора соляной кислоты в начальный момент времени, $кг/м^3$; ρ_s — плотность карбонатной фазы скелета пористой среды, $кг/м^3$; α — константа скорости реакции, $1/с$; k — стехиометрический коэффициент; m, m_0 — пористость; $m_0(r)$ — поле пористости околоскважинной зоны продуктивного пласта в начальный момент времени; t — время выдержки раствора соляной кислоты, $с$.

Заметим, что эта задача также отличается от ранее рассмотренных наличием начального условия для пористости, зависящей от начальной координаты $m_0(r)$,

которая определяется предшествующими процессами. Это и позволяет применить полученные решения для описания циклических процессов воздействия.

Рассматриваемая задача (1)–(4) является нелинейной. Решение ее находится путем подстановки выражения ρ_a^l , полученного из (2), в (1) с последующим интегрированием полученного уравнения для пористости.

Анализ химической формулы взаимодействия соляной кислоты с карбонатом указывает на второй порядок реакции. Однако более детальный анализ кинетики указанной реакции позволяет уточнить ее порядок. Причиной изменения порядка реакции со второго на первый являются диффузионные ограничения, поскольку поток молекул соляной кислоты в растворе по направлению к твердой фазе — известняковой составляющей скелета — пропорционален, согласно закону Фика, градиенту концентрации. Для реакции первого порядка $l=1$, поделив уравнение (1) на (2), получим

$$\frac{d(m\rho_a)}{dm} = -k\rho_s, \quad (5)$$

или

$$\rho_a + m \frac{d(\rho_a)}{dm} = -k\rho_s. \quad (6)$$

Поскольку $k\rho_s$ не зависит от пористости, то последнее уравнение преобразуется в вид, удобный для разделения переменных.

$$\rho_a + k\rho_s + m \frac{d(\rho_a + k\rho_s)}{dm} = 0. \quad (7)$$

Решение этого уравнения имеет вид

$$\rho_a = (\rho_{a0}(r) + k\rho_s) \frac{m_0}{m} - k\rho_s. \quad (8)$$

Уравнение для пористости (2) с учетом выражения для плотности кислоты

$$\frac{dm}{dt} = \frac{\alpha(m)}{\rho_s} \left[(\rho_{a0}(r) + k\rho_s) \frac{m_0}{m} - k\rho_s \right], \quad (9)$$

или

$$\frac{dm}{dt} = k\alpha(m) \left[\left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) \frac{m_0(r)}{m} - 1 \right]. \quad (10)$$

Переменные в этом уравнении также разделяются. Проинтегрировав часть разделенного уравнения, содержащую пористость, в пределах от $m_0(r)$ до m , а временную — от 0 до t , получим неявное уравнение для определения пористости

$$\int_{m_0(r)}^m \frac{m' dm'}{\alpha(m') \left[\left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) m_0 - m' \right]} = kt. \quad (11)$$

Окончательно приходим к следующему результату для реакции первого порядка

$$\int_{m_0(r)}^m \frac{m' dm'}{\left(m' - m_0(r) \left(1 + \frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} \right) \right) \alpha(m')} = -kt, \quad (12)$$

$$\rho_a = \rho_s k \left(\frac{m_0(r)}{m} \left(1 + \frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} \right) - 1 \right). \quad (13)$$

Для продуктов реакции получено следующее решение:

$$\rho_n = \frac{k_n}{m} \int_0^t \alpha(m) \rho_a d\tau. \quad (14)$$

Результаты расчетов, осуществленных на основе полученных выражений, представлены ниже. В зависимости от конкретной реализации процесса плотность источников определяется согласно зависимости $q = \alpha(m)\rho_a$ для химических реакций первого порядка.

Известно, что скорость реакции зависит от площади соприкосновения реагентов. В пористой среде площадь соприкосновения зависит от коэффициента пористости m . Ниже определены зависимости константы скорости реакции от пористости для случаев, когда в исходном и конечном состоянии пористую среду можно представить в виде системы трубочек, заполненных кислотой, или скелета в виде шариков, между которыми находится раствор кислоты. Тогда возникают следующие случаи:

- в первом случае цилиндрических полостей в начальном и конечном состоянии получено выражение

$$\alpha(m) = \alpha_0 \sqrt{m(1-m)}, \quad (15)$$

- во втором случае цилиндрических полостей в начальном и сферических остатков скелета — в конечном состоянии

$$\alpha(m) = \alpha_0 \sqrt{m} \sqrt[3]{(1-m)^2}, \quad (16)$$

- в третьем случае — сферических полостей в начальном и сферических остатков скелета — в конечном состоянии

$$\alpha(m) = \alpha_0 \sqrt[3]{((1-m)m)^2}, \quad (17)$$

где α_0 — фактор скорости реакции, определяемый экспериментально.

При небольших изменениях пористости, как при кислотном воздействии на нефтегазовые пласты, изменения пористости при одном цикле закачки — отбора невелики. Поэтому можно считать, что α не зависит от пористости m . Это предположение позволяет построить приближенные зависимости для расчетов пористости. Выражение (12) в этом случае преобразуется к виду

$$\int_{m_0(r)}^m \frac{m' dm'}{\left[\left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) m_0 - m' \right]} = \alpha k t, \quad (18)$$

интеграл в левой части которого вычисляется аналитически. Для определения пористости в этом случае получим следующее трансцендентное уравнение:

$$\frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} + \left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) \ln \left(1 - \frac{k\rho_s}{\rho_{a0}(r)} \frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} \right) = - \frac{\alpha k t}{m_0(r)}. \quad (19)$$

Если воспользоваться формулой Тейлора для логарифмической функции, то, сохранив только первое слагаемое, получим

$$\frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} - \left(1 + \frac{k\rho_s}{\rho_{a0}(r)}\right) \frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} = -\frac{\alpha kt}{m_0(r)}, \quad (20)$$

откуда следует приближенная формула, справедливая для малых значений времени

$$m = m_0(r) + \frac{\rho_{a0}(r)}{\rho_s} \alpha t. \quad (21)$$

Формула может быть уточнена, если в разложении сохранить два слагаемых. Уравнение для определения пористости в этом случае

$$m - m_0(r) + a \left(\frac{m - m_0(r)}{m_0(r) - a} - \frac{1}{2} \left(\frac{m - m_0(r)}{m_0(r) - a} \right)^2 \right) = -\alpha kt, \quad (22)$$

а его решение имеет вид

$$m - m_0(r) = \frac{m_0(r)}{\left(1 + \frac{k\rho_s}{\rho_{a0}(r)}\right)} \left[\sqrt{1 + 2\alpha k \left(1 + \frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s}\right) \frac{t}{m_0(r)} - 1} \right]. \quad (23)$$

Выражение для вычисления плотности кислоты при этом не изменяется.

На рисунках 1 и 2 изображены графики зависимости пористости карбонатного скелета и плотности раствора соляной кислоты от времени на этапе технологической выдержки после предшествующей закачки на расстояниях $r = 0,1; 0,15; 0,2$ и $0,3$ м от оси скважины, построенные по формулам (12), (19), (21), (23) и (13). Расчеты начальных значений пористости и плотности кислоты осуществлены по формулам, приведенным в работе [1], при следующих параметрах: скорость предшествующей закачки $D = 5 \cdot 10^{-5}$ м³/с, время закачки $t = 3\,600$ с, плотность закачиваемого раствора соляной кислоты $\rho_a = 104,7$ кг/м³, плотность карбонатной породы $\rho_s = 2\,600$ кг/м³, пористость до начала закачки принята не зависящей от радиальной координаты и равной $m = 0,1$, постоянная химической реакции $\alpha = 1 \cdot 10^{-3}$ 1/с.

Кривые 1 и 2 на всех рисунках построены по неявным зависимостям (12) и (19), кривые 3 и 4 — по приближенным формулам (21) и (23). Поскольку кривые 1 и 2 на всех рисунках совпадают, то можно считать, что в выбранном диапазоне пористостей зависимостью постоянной реакции $\alpha(m)$ от пористости можно пренебречь: $\alpha(m) = const = \alpha$. Это позволяет, используя зависимость (19), существенно упростить расчеты, поскольку неявная формула (12) содержит интегральное выражение, создающее существенные вычислительные трудности при построении обратной функции. Кривые 3 и 4, построенные по приближенным формулам, при сравнении с кривыми 1 и 2 определяют погрешности расчетов пористости скелета и плотности раствора и возможный диапазон практического использования полученных упрощенных зависимостей.

Рисунки 1 (а, б) и 2 (а, б) иллюстрируют изменения пористости и плотности кислоты в прискважинной зоне пласта $r = 0,1$ м, где наблюдается максимальное разьедание скелета как на этапе выдержки, так и на предшествующем этапе закачки. На отметках $r = 0,15, 0,2, 0,3$ м (см. рис. 1 (б, в, г) и рис. 2 (б, в, г)) снижается плотность закачиваемого раствора соляной кислоты и, как следствие, уменьшается пористость, достигнутый на этапе технологической выдержки.

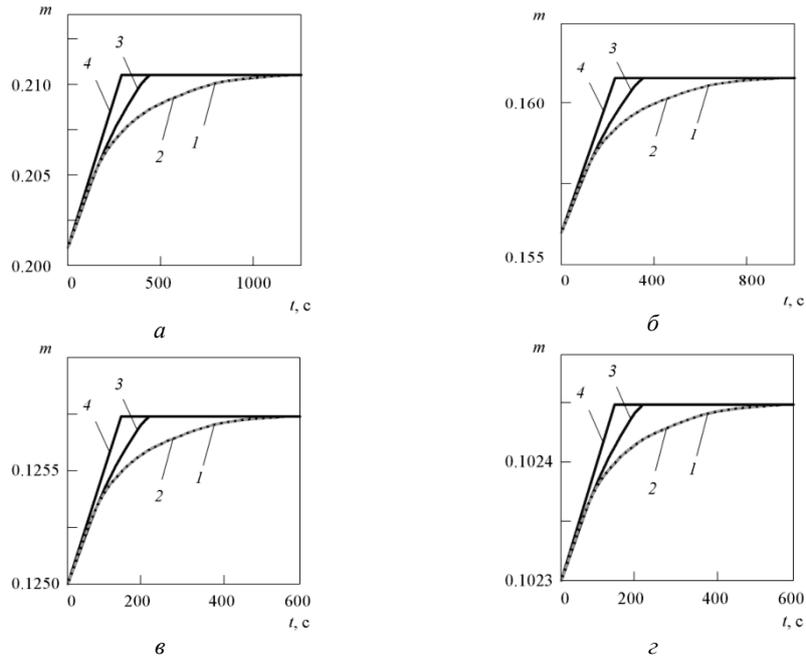


Рис. 1. Графики зависимости пористости карбонатного скелета от времени на этапе технологической выдержки на расстояниях: $r = 0,1$ м (а); $r = 0,15$ м (б); $r = 0,2$ м (в); $r = 0,3$ м (г) от оси скважины, построенные по формулам: кр. 1 — (18), кр. 2 — (19), кр. 3 — (21), кр. 4 — (23)

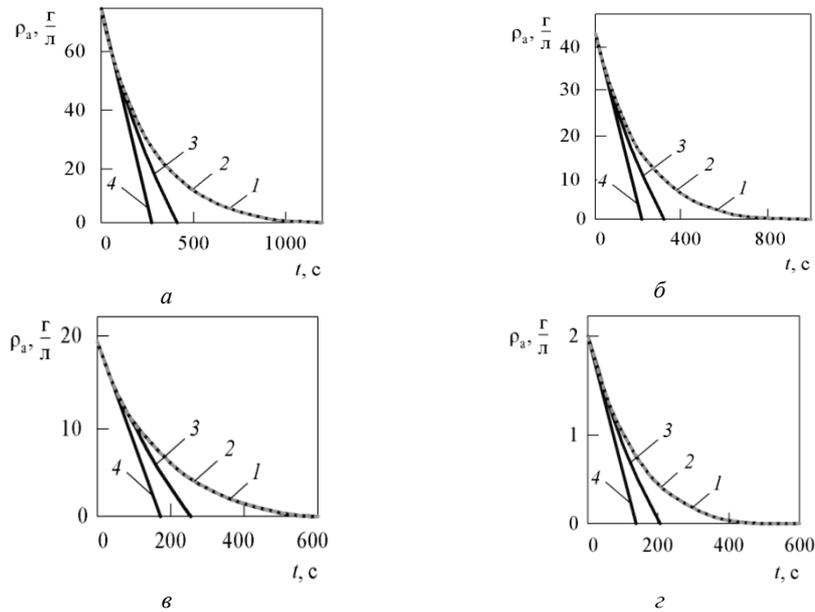


Рис. 2. Зависимости плотности раствора соляной кислоты от времени на этапе технологической выдержки на отметках: $r = 0,1$ м (а); $r = 0,15$ м (б); $r = 0,2$ м (в); $r = 0,3$ м (г) от оси скважины, построенные по формулам: кр. 1 — (13), (12); кр. 2 — (13), (19); кр. 3 — (13), (21); кр. 4 — (13), (23)

Таким образом, найдено решение задачи о полях концентрации веществ при кислотном воздействии на нефтегазовые пласты, на основании чего построены формулы для расчетов пористости, плотности раствора соляной кислоты и продуктов реакции. В отличие от известных, найденные точные и приближенные зависимости учитывают начальные пространственные распределения исследуемых параметров. Это позволяет использовать полученные формулы при расчетах пространственно-временных распределений пористости, достигаемых на этапах выдержки при многократной циклической закачке.

Библиографический список

1. Filippov A. I., Kabirov I. F., Karimov A. R. Account of the number of stages and of cyclicity in the problem on acidic stimulation of an oil-bearing stratum // Journal of engineering physics and thermophysics. – 2015. – Vol. 88, Issue 4. – P. 848–857.
2. Температурные поля при кислотном воздействии на нефтегазовые пласты / А. И. Филиппов [и др.] // Инженерно-физический журнал. – 2005. – Т. 78, № 2. – С. 510–518.
3. Глушенко В. Н. Нефтепромысловая химия в 5 т. / Под ред. проф. И. Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт, Наука, 2009. – 706 с.
4. Левич В. Г. Физико-химическая гидродинамика. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Физматгиз, 1959. – 699 с.
5. Сучков Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: НИЦ РХД, 2005. – 688 с.
6. Температурные поля при кислотной обработке нефтяных пластов / А. И. Филиппов [и др.] // Теоретические основы химических технологий. – 2008. – Т. 42, № 5. – С. 570–578.

Сведения об авторах

Филиппов Александр Иванович, д. т. н., профессор кафедры общей и теоретической физики естественнонаучного факультета, филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак, профессор кафедры общенаучных дисциплин, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Салават, тел. 9(987)0560226, e-mail: filippovai@rambler.ru

Ковальский Алексей Алексеевич, к. ф.-м. н., директор, филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак, тел. 9(927)2370555, e-mail: aakov68@mail.ru

Кабиров Ильшат Файзелькаевич, младший научный сотрудник, Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Стерлитамак, тел. 8(3473)205970, e-mail: kabirov.ilshat@bk.ru

Information about the authors

Filippov A. I., Doctor of Engineering, Professor at the Department of General and Theoretical Physics of the Natural Science Faculty, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, Professor at the Department of General Scientific Disciplines, Salavat Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 9(987)0560226, e-mail: filippovai@rambler.ru

Kovalskiy A. A., Candidate of Physics and Mathematics, Chief, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, phone: 9(927)2370555, e-mail: aakov68@mail.ru

Kabirov I. F., Junior Researcher, Institute of Strategic Studies of the Republic of Bashkortostan, Sterlitamak, phone: 8(3473)205970, e-mail: kabirov.ilshat@bk.ru

УДК 622.24.053

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОГЛОЩЕНИЯ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ ОТ ЗАКАЧИВАЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ В СТРУКТУРЕ ГОРНОЙ ПОРОДЫ STUDY OF ABSORPTION OF PRESSURE WAVES FROM INJECTED FLUIDS IN THE ROCK STRUCTURE

М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, Л. В. Петрова, Р. Г. Хабибуллина
M. Ya. Khabibullin, V. A. Petrov, L. V. Petrova, R. G. Khabibullina

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Ключевые слова: деформация; напряжение; частота; коэффициент поглощения пород
Key words: deformation; tension; frequency; absorption coefficient of rocks

Проведенный анализ теоретических исследований в области распространения волн давления жидкости в пластах показал, что работы в данной области были направлены на изучение распространения самой жидкости в порах породы с точки зрения частоты колебания давления и ее амплитуды от перемещения. Изучение данного процесса, на наш взгляд, почти не поддается учету всех факторов и, следовательно, полученные результаты нельзя считать объективными [1–9]. Решаю-

шим фактором при воздействии гидравлическими импульсами является передача колебаний жидкости горной породе, считая, что горная порода, в свою очередь, на определенном удалении от источника возвращает их жидкости, поскольку поглощение колебаний самой закачиваемой жидкости происходит катастрофически. Из данного выбора следует, что определенный интерес вызывает изучение процесса распространения колебаний в неограниченной поглощающей среде, который служит основой для обсуждения поведения вещества, наблюдающегося при разнообразных условиях.

Напряжения, действующие на элементарный объем твердого тела, можно выразить в виде линейной комбинации деформацией с помощью закона Гука. Для изотропного твердого тела все константы пропорциональности могут быть выражены через два упругих модуля. Хотя модуль Юнга и коэффициент Пуассона — общепринятые упругие константы, мы будем использовать параметр Ламэ λ и модуль сдвига μ . Для изотропного тела, согласно [10] и с учетом упругих констант, связь между напряжением и деформацией имеет вид

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{xx} &= (\lambda + 2\mu)\epsilon_{xx} + \lambda l_{yy} + \lambda l_{zz} \\ \sigma_{yy} &= \lambda l_{xx} + (\lambda + 2\mu)\epsilon_{yy} + \lambda l_{zz} \\ \sigma_{zz} &= \lambda l_{xx} + \lambda l_{yy} + (\lambda + 2\mu)\epsilon_{zz} \\ \sigma_{xy} &= \mu l_{xy}, \sigma_{yz} = \mu l_{yz}, \sigma_{zx} = \mu l_{zx} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

где
$$\lambda = \frac{E \cdot \nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}, \quad (2)$$

$$\mu = \frac{E}{2(1 + \nu)}, \quad (3)$$

E — модуль упругости; ν — коэффициент Пуассона.

Чтобы выразить изменение напряжения между соседними точками элементарного объема, достаточно учесть величину, зависящую линейно от расстояния между точками. Очевидно, в этом приближении поверхностные силы, действующие на гранях элементарного объема, точно не уравновешаны. Для достижения равновесия необходимо добавить массовые силы, которые вызывают ускорение элементарного объема. Помимо поверхностных сил в среде существуют как гравитационные, так и объемные силы. Приравнивая сумму всех сил произведению массы на ускорение вдоль каждой из трех осей, получим уравнения изотропной среды

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial z} + G_x &= \rho \frac{\partial^2 U_x}{\partial t^2} \\ \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} + G_y &= \rho \frac{\partial^2 U_y}{\partial t^2} \\ \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + G_z &= \rho \frac{\partial^2 U_z}{\partial t^2} \end{aligned} \right\}, \quad (4)$$

где G_x, G_y, G_z — компоненты объемных сил.

Равенства (1) можно продифференцировать и подставить в уравнения изотропной среды для исключения напряжений. Если массовые силы приравнять к нулю, то уравнения движения, выраженные через смещения частиц, будут иметь вид

$$\left. \begin{aligned} (\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 U_x}{\partial x^2} + \mu \left(\frac{\partial^2 U_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 U_x}{\partial z^2} \right) + (\lambda + \mu) \left(\frac{\partial^2 U_y}{\partial x \partial y} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial x \partial z} \right) &= \rho \frac{\partial^2 U_x}{\partial t^2}, \\ (\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 U_y}{\partial y^2} + \mu \left(\frac{\partial^2 U_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U_y}{\partial z^2} \right) + (\lambda + \mu) \left(\frac{\partial^2 U_x}{\partial x \partial y} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial y \partial z} \right) &= \rho \frac{\partial^2 U_y}{\partial t^2}, \\ (\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 U_z}{\partial z^2} + \mu \left(\frac{\partial^2 U_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial y^2} \right) + (\lambda + \mu) \left(\frac{\partial^2 U_x}{\partial x \partial z} + \frac{\partial^2 U_y}{\partial y \partial z} \right) &= \rho \frac{\partial^2 U_z}{\partial t^2}. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Строгое математическое решение полученных уравнений движений с учетом всего комплекса реальных граничных и начальных условий в неоднородных пластах, по-видимому, весьма сложно. Для рассмотрения иллюстраций основных характеристик упругих волн в безграничной среде предположим, что смещение осуществляется параллельно горизонтальной оси X (тогда $U_y = U_z = 0$) и что U_x не зависит от y и z . Тогда система (5) сводится к одному уравнению в преобразованном виде

$$\frac{\partial^2 U_x}{\partial t^2} = \frac{\lambda + 2\mu}{\rho} \cdot \frac{\partial^2 U_x}{\partial x^2}, \quad (6)$$

которое соответствует волновому уравнению. Рассматривая колебания, распространяющиеся в положительном направлении, зависимость перемещения частиц можно представить в виде экспоненциального закона изменения

$$U(x) = U_0 e^{i\beta\omega \left(t - \frac{x}{a} \right)}, \quad (7)$$

где

$$a = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}.$$

Применяя метод разделения переменных, мы получили решение уравнения (6), которое представлено

$$U(x, t) = \sqrt{\frac{2}{l}} \sum_{i=1}^{\infty} \left\{ a_i \cos \frac{i\pi a}{l} t + b_i \sin \frac{i\pi a}{l} t \right\} \sin \frac{i\pi x}{l}, \quad (8)$$

где

$$a_i = \sqrt{\frac{2}{l}} \int_0^l U_0(x) \sin \frac{i\pi x}{l} dx,$$

$$b_i = \sqrt{\frac{2l}{i\pi a}} \int_0^l U_1(x) \sin \frac{i\pi x}{l} dx,$$

и удовлетворяет следующим начальным и граничным условиям

$$\left. \begin{aligned} U|_{t=0} &= U_0(x) = U_0 e^{-i\omega \frac{x}{a}}; \\ U_t \Big|_{t=0} &= U_1(x) = -U_0 \frac{i\omega}{a} e^{-i\omega \frac{x}{a}}; \\ U|_{x=0} &= 0; \\ U|_{x=l} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Полученное уравнение (8) было проанализировано для двух видов горных пород. Для известняков были приняты следующие параметры [11]: модуль Юнга

— $2,45 \cdot 10^{-4}$ МПа, коэффициент Пуассона — 0,32, плотность — $2,67 \text{ г/см}^3$; для песчаников: модуль Юнга — $6,7 \cdot 10^{-4}$ МПа, коэффициент Пуассона — 0,33, плотность — $2,84 \text{ г/см}^3$. Изучение изменения амплитуды колебания проводилось в условных единицах в зависимости от пространственной характеристики, причем временная зависимость не учитывалась. В связи с тем что при анализе данного уравнения были выполнены два допущения, не позволяющие более качественно описать процессы изменения параметров колебаний в горной породе, необходимо отметить только то, что с увеличением значений частоты колебаний импульсов амплитуда смещения волны значительно уменьшается, причем данная тенденция наблюдалась при превышении значения $\omega = 1 \text{ кГц}$.

Однако при более подробном анализе явления распространения волн в неограниченной поглощающей среде появляется ряд связанных между собой величин, характеризующих потерю энергии, таких как сдвиг фазы между напряжением и деформацией, относительная потеря энергии на период, коэффициент поглощения и логарифмический декремент. Все эти величины могут называться параметрами поглощения. Для заданного параметра поглощения требуются две независимые величины, описывающие потери энергии в изотропной среде, почти так же как две упругие константы, которые требуются для описания идеально упругой изотропной среды. Два параметра поглощения, характеризующие распространение плоской волны, позволяют интерпретировать поведение волн в тонком стержне или в тонкослоистой среде с поглощением, а также в резонаторах простой структуры [12]. Величины, полученные в различных экспериментах, могут сравниваться между собой путем приведения их к эквивалентным параметрам поглощения для плоских волн. Рассмотрение поведения волн в массиве горной породы, источником которых является закачиваемая жидкость, выявляет связь между поглощением и фазовой скоростью распространения колебаний, которая выполняется, если поглощающая среда удовлетворяет принципу причинности. Это рассмотрение обеспечивает возможность вычисления средних упругих констант и параметров поглощения для среды, содержащей поглощающие линейные неоднородности.

Стремление иметь хорошее физическое объяснение затухания волн породило массу работ с различными механизмами поглощения. Еще в 1848 году Дж. Г. Стокс предположил, что сжатие поглощаемого материала является чисто упругим, в то время как его сдвиг сопровождается вязкостью, схожей с вязкостью жидкости. Это предположение ведет к квадратичной зависимости коэффициента поглощения от частоты в низкочастотном диапазоне. Однако многие изменения указывали на линейную зависимость коэффициента поглощения от частоты. Многие исследователи связывали поглощение с сухим трением, которое, например, может сопровождать скольжение в области контактов между зернами. Было предложено понятие внутреннего трения для характеристики свойства твердого тела, которое выражается в том, что диаграмма напряжение — деформация содержит гистерезис. На этой модели следует линейная зависимость поглощения от частоты. Некоторые авторы показали, что измеряемое поглощение можно объяснить также термоупругостью, и при соответствующем подборе неоднородности в среде добиться удовлетворительного согласования с экспериментальными данными о зависимости поглощения от частоты.

Выше рассматривался один из широко известных методов учета поглощения на основе линейного волнового уравнения. Соответствующее предположение состоит в том, что напряжения прямо пропорциональны скорости изменения деформации, как и компонентам самой деформации. Учитывая изначальное утверждение, а результаты проведенных лабораторных экспериментов с допустимой погрешностью подтверждают это, представим зависимость деформации и напряжения на основе модифицированного закона Гука, включающего скорость изменения деформации [13].

$$\left. \begin{aligned}
 \sigma_{xx} &= (\lambda + 2\mu)l_{xx} + \lambda l_{yy} + \lambda l_{zz} + (\lambda' + 2\mu')\frac{\partial l_{xx}}{\partial t} + \lambda\frac{\partial l_{yy}}{\partial t} + \lambda'\frac{\partial l_{zz}}{\partial t}, \\
 \sigma_{yy} &= \lambda l_{xx} + (\lambda + 2\mu)l_{yy} + \lambda l_{zz} + \lambda'\frac{\partial l_{xx}}{\partial t} + (\lambda' + 2\mu')\frac{\partial l_{yy}}{\partial t} + \lambda'\frac{\partial l_{zz}}{\partial t}, \\
 \sigma_{zz} &= \lambda l_{xx} + \lambda l_{yy} + (\lambda + 2\mu)l_{zz} + \lambda'\frac{\partial l_{xx}}{\partial t} + \lambda'\frac{\partial l_{yy}}{\partial t} + (\lambda' + 2\mu')\frac{\partial l_{zz}}{\partial t}, \\
 \sigma_{xy} &= \mu l_{xy} + \mu'\frac{\partial l_{xy}}{\partial t}, \\
 \sigma_{yz} &= \mu l_{yz} + \mu'\frac{\partial l_{yz}}{\partial t}, \\
 \sigma_{zx} &= \mu l_{zx} + \mu'\frac{\partial l_{zx}}{\partial t}.
 \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

где λ' , μ' — параметры, характеризующие потери энергии.

Эта система уравнений соответствует системе уравнений (1) для идеально упругой среды. Выражения (4), характеризующие условие равновесия изотропной среды, остаются в силе. Следовательно, можно составить соответствующее уравнение движения, отличающееся от (5) слагаемым, зависящим от скорости деформации. Поведение продольной волны можно получить при помощи соответствующего аналога уравнения (6), в котором U_x представляет единственную компоненту смещения и в котором движение не зависит от координат y и z .

$$(\lambda + 2\mu)\frac{\partial^2 U_x}{\partial x^2} + (\lambda' + 2\mu')\frac{\partial^3 U_x}{\partial t \partial x^2} = \rho \frac{\partial^2 U_x}{\partial t^2}. \quad (11)$$

Поскольку величина $\lambda + 2\mu$ представляет собой модуль плоского сжатия, то необходимо ввести следующие обозначения:

$$M = \lambda + 2\mu, \quad M' = \lambda' + 2\mu'. \quad (12)$$

Тогда в преобразованном виде выражение (11) будет иметь вид

$$M \frac{\partial^2 U_x}{\partial x^2} + M' \frac{\partial^3 U_x}{\partial t \partial x^2} = \rho \frac{\partial^2 U_x}{\partial t^2}. \quad (13)$$

Учитывая, что временная зависимость перемещения имеет экспоненциальный закон изменения, можно записать

$$U(t) = U_0 e^{i\omega t}. \quad (14)$$

Уравнение (13) решаем методом разделения переменных, и при каждом значении частоты ω функция $U_x(x, \omega)$, зависящая от пространственной координаты, должна удовлетворять следующему уравнению [14]:

$$(M + i\omega M') \frac{d^2 U}{dx^2} = -\rho \omega^2 U. \quad (15)$$

Зависимость от пространственной координаты X можно также представить экспоненциальной

$$U(x, \omega) = U_0 e^{\pm bx}. \quad (16)$$

Подставим выражение (16) в уравнение (15) и после преобразований получим

$$G = \sqrt{-\frac{\rho \omega^2}{M + i\omega M'}}. \quad (17)$$

Принимая во внимание условие причинности, а именно, что коэффициент поглощения k и фазовая скорость распространения колебаний c связаны между собой, то есть c должна зависеть от частоты, если k не равно нулю, следовательно, поглощающая среда обязана быть диспергирующей, можно комплексную величину G выразить через коэффициент поглощения и фазовую скорость

$$G = k + i\omega \frac{1}{c} . \quad (18)$$

Решая совместно выражения (17) и (18) и учитывая действительные и мнимые члены в конечном итоге, получаем выражения, характеризующие параметры проникновения волн в массиве горной породы,

$$k = \frac{\omega^2}{\omega_0 \sqrt{2 \left(\frac{M}{\rho} \right) \left(1 + \frac{\omega^2}{\omega_0^2} \right) \left(\sqrt{1 + \frac{\omega^2}{\omega_0^2} + 1} \right)}} , \quad (19)$$

$$c = \sqrt{\frac{2 \left(\frac{M}{\rho} \right) \left(1 + \frac{\omega^2}{\omega_0^2} \right)}{\sqrt{1 + \frac{\omega^2}{\omega_0^2} + 1}}} , \quad (20)$$

где
$$\omega_0 = \frac{M}{M'} . \quad (21)$$

На рисунке представлены результаты вычислений фазовой скорости распространения колебаний и коэффициента поглощения от частоты колебаний для наиболее распространенных видов пород [15]. Эти породы характеризуются следующими параметрами [11, 16]: глинистые сланцы (модуль Юнга — $2,1 \cdot 10^4$ МПа; коэффициент Пуассона — 0,15; плотность — $1,96 \text{ г/см}^3$), известняки (модуль Юнга — $2,5 \cdot 10^4$ МПа; коэффициент Пуассона — 0,32; плотность — $2,67 \text{ г/см}^3$), песчаники (модуль Юнга — $6,7 \cdot 10^4$ МПа; коэффициент Пуассона — 0,33; плотность — $2,84 \text{ г/см}^3$).

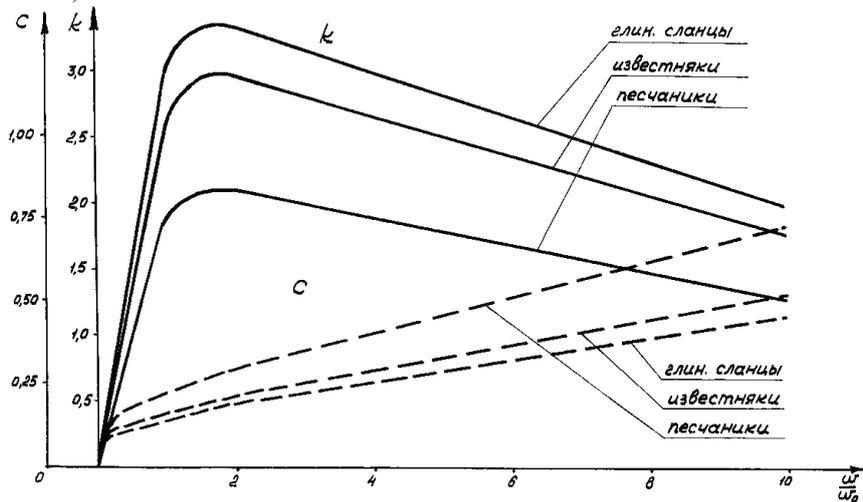


Рисунок. Зависимость фазовой скорости и коэффициента поглощения от частоты колебаний (в безразмерных величинах)

Как видно из рисунка, коэффициент поглощения достигает максимальных значений в области резонансных частот, причем при дальнейшем увеличении частоты колебаний коэффициент поглощения уменьшается незначительно — такая закономерность характерна для представленных видов пород [17, 18]. На наш взгляд, наиболее оптимальным диапазоном частот для распространения колебаний в массиве горных пород являются значения 100 ... 800 Гц с учетом собственных частот рассматриваемых пород, что согласуется с выводами автора работы [19].

Библиографический список

1. Хабибуллин М. Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт // Авто-реф. дис. канд. техн. наук. – Уфа, 1999. – 23 с.
2. Патент на изобретение RUS 2198288 12.10.1999. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления / Султанов Б. З., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я., Туйгунов М. Р.; заявл. 12.10.99; опубл. 10.02.03.
3. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Сидоркин Д. И. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 109–113.
4. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Давыдов А. Ю. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 16–21.
5. Хабибуллин М. Я., Сидоркин Д. И. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 3, № 3. – С. 27–32.
6. Патент на изобретение RUS 2241825 13.02.2003 Устройство для закачки жидкости / Гиляев Г. Г., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я., Ибраев Р. А.; заявл. 13.02.03; опубл. 10.12.04.
7. Хабибуллин М. Я., Шангареев Р. Р. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 120–125.
8. Хабибуллин М. Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой давления // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – С. 233–241.
9. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 1. – С. 148–165.
10. Желтов Ю. Н. Механика нефтегазоносного пласта. – М.: Недра, 1975. – 216 с.
11. Спивак А. Н., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: учеб. для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 208 с.
12. Кузнецов О. Л., Ефимова С. А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
13. Корн Г. А., Корн Т. М. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1984.
14. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Расчеты в теоретической и прикладной механике. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.
15. 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.
16. Справочная книга по добыче нефти // Под ред. Ш. К. Гиматулинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
17. Хабибуллин М. Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2014: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / Отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – С. 392–397.
18. Хабибуллин М. Я. Повышение эффективности закачки жидкости в нагнетательные скважины // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2015: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф.: в 2 т. / Отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 161–167.
19. Гадиев С. М. Использование вибрации в добыче нефти. – М.: Недра, 1977. – 159 с.

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

Петров Вениамин Алексеевич, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, e-mail: npmo@mail.ru

Петрова Лариса Вениаминовна, к. т. н., доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)66030, e-mail: rrrngm_304@mail.ru

Хабибуллина Рауза Габдулловна, старший преподаватель кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)66030, e-mail: npmo@mail.ru

Information about the authors

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

Petrov V. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, e-mail: npmo@mail.ru

Petrova L. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)66030, e-mail: rrrngm_304@mail.ru

Khabibullina R. G., Senior Lecturer at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)66030, e-mail: npmo@mail.ru

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

УДК 622.692.4

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВЫБОРЕ ТРАССЫ

METHODS OF ESTIMATION OF THE PIPELINE CONSTRUCTION COST WHEN CHOOSING ITS ROUTE

К. С. Воронин, П. В. Григорьева, Д. А. Черенцов

K. S. Voronin, P. V. Grigorieva, D. A. Cherentsov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: трасса трубопровода; стоимость сооружения трубопровода; проектирование трубопровода

Key words: pipeline route; pipeline construction cost; pipeline design

При проектировании трубопроводов инженеры сталкиваются с задачей поиска оптимальной трассы, обеспечивающей минимальные затраты на их сооружение и дальнейшую эксплуатацию [1–4]. Эта задача является очень трудоемкой, так как требует рассмотрения множества возможных вариантов прохождения трассы и учета большого количества факторов, влияющих на стоимость сооружения и эксплуатации трубопровода [5]. В настоящее время выбор трассы чаще всего основывается на экспертном мнении проектировщика.

В работе [6] предложен алгоритм поиска оптимальной трассы трубопровода с учетом топографических особенностей местности. Данный алгоритм позволяет значительно сократить временные затраты при проектировании за счет автоматизации процесса поиска оптимальной трассы, а также снизить влияние человеческого фактора. Для эффективной работы данного алгоритма требуется наиболее точно оценивать стоимость или вес рассматриваемого варианта трассы трубопровода.

Вес линии участка трубопровода можно определить как сумму весов всех бесконечно малых отрезков, из которых состоит этот участок [7]. Для этого следует проинтегрировать удельный вес каждой точки на карте по длине данной линии

$$C = \int_0^L w dL, \quad (1)$$

где C — общий вес рассматриваемой линии; L — длина рассматриваемой линии; w — удельный вес точки на карте весов; dL — длина элементарного отрезка.

Так как в результате работы алгоритма поиска пути мы получаем ломаную линию, состоящую из прямолинейных отрезков, то общий вес этой линии можно определить как сумму весов данных отрезков [8]

$$C_i = \int_{L_{i-1}}^{L_i} w dL, \quad (2)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i = \sum_{i=1}^n \int_{L_{i-1}}^{L_i} w dL, \quad (3)$$

где C_i — вес i -го отрезка; L_i — длина i первых отрезков; n — количество отрезков.

Для определения стоимости трассы проектируемого участка трубопровода надо составить карту весов, на которой указывается удельная стоимость (удельный вес) прохождения трассы по тому или иному участку местности [9]. Карта весов может быть представлена в векторном или растровом вариантах. Каждый из приведенных вариантов обладает своими особенностями при расчете.

Карта весов, представленная в векторном виде (рис. 1), делится на несколько замкнутых областей, для каждой из которых указывается удельная стоимость прокладки трубопровода (удельный вес).

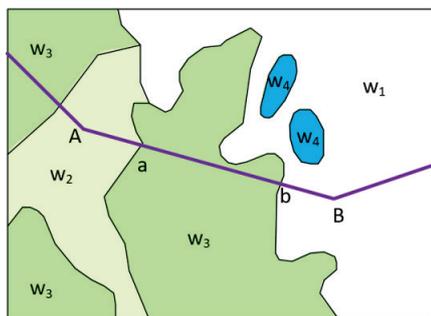


Рис. 1. Векторная карта весов

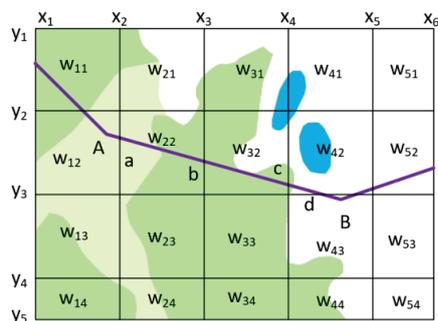


Рис. 2. Растровая карта весов с ячейками

В данном случае вес участка трубопровода определим суммированием произведений удельных весов областей карты на длины отрезков, находящихся в этих областях,

$$C = \sum_{i=1}^n w_i L_i = \sum_{i=1}^n w_i \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}, \quad (4)$$

где w_i — удельный вес области, в которой находится i -й отрезок; L_i — длина i -го отрезка; x_i, y_i — координаты i -й точки.

Растровая карта весов (рис. 2) представляет собой таблицу, для каждой ячейки которой указывается значение удельной стоимости прокладки трубопровода (удельного веса).

Вес участка трубопровода, как и в предыдущем случае, можно определить по формуле (4), просуммировав произведения удельных весов ячеек карты на длины отрезков, расположенных внутри этих ячеек. Однако, по сравнению с расчетом векторной карты весов, данный вариант требует значительно меньше вычислительной мощности для определения координат точек пересечения линии с границами ячеек карты.

Чтобы на границах ячеек карты весов не было резких скачков величины удельного веса, можно указывать его не для всей ячейки, а только для узлов, то есть точек пересечения линий сетки (рис. 3 а). В этом случае удельный вес любой промежуточной точки можно найти с помощью билинейной интерполяции (рис. 3 б).

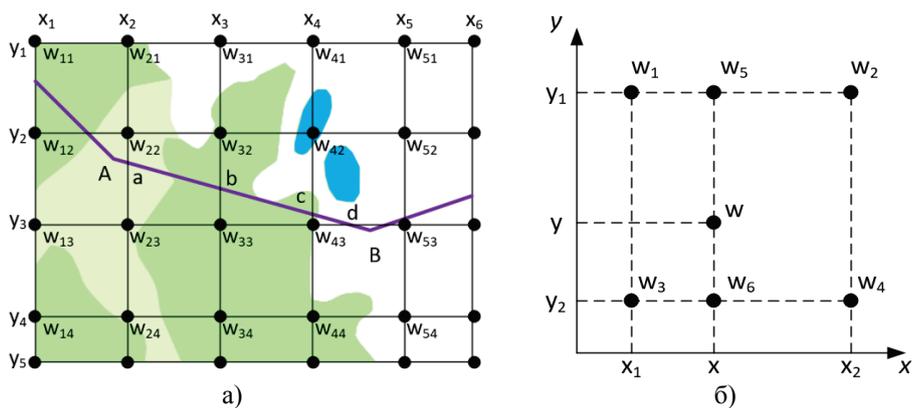


Рис. 3. Растровая карта весов с узлами:

а) общий вид карты; б) нахождение удельного веса в промежуточной точке

Рассмотрим одну ячейку сетки. Удельный вес w в точке с координатами (x, y) можно определить, зная веса узловых точек w_1, w_2, w_3, w_4 и их координаты

$$w = w_5 + (w_6 - w_5) \frac{y - y_1}{y_2 - y_1}, \quad (5)$$

$$w_5 = w_1 + (w_2 - w_1) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}, \quad (6)$$

$$w_6 = w_3 + (w_4 - w_3) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}, \quad (7)$$

где w_1, \dots, w_6 — удельный вес в точках 1–6; x_1, x_2, y_1, y_2 — координаты границ ячейки.

Подставив (6),(7) в (5), получим выражение для нахождения удельного веса в произвольной точке внутри рассматриваемой ячейки:

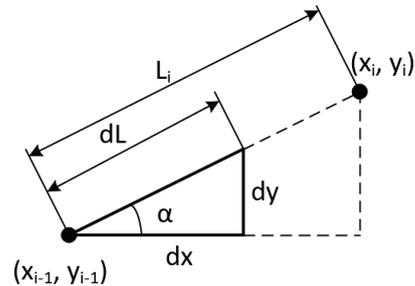
$$w = w_1 + (w_2 - w_1) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} + \left(w_3 - w_1 + (w_4 - w_3 - w_2 + w_1) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} \right) \frac{y - y_1}{y_2 - y_1}. \quad (8)$$

Подставим полученное выражение для удельного веса (8) в исходное уравнение для определения веса отрезка (2) и преобразуем:

$$\begin{aligned} C &= \int \left(w_1 + (w_2 - w_1) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} + \left(w_3 - w_1 + (w_4 - w_3 - w_2 + w_1) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} \right) \frac{y - y_1}{y_2 - y_1} \right) dL \\ C &= w_1 \int dL + \frac{w_2 - w_1}{x_2 - x_1} \int (x - x_1) dL + \frac{w_3 - w_1}{y_2 - y_1} \int (y - y_1) dL + \\ &\quad + \frac{w_4 - w_3 - w_2 + w_1}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} \int (x - x_1)(y - y_1) dL \end{aligned} \quad (9)$$

Разложим элементарный отрезок dL на горизонтальную dx и вертикальную dy составляющие (рис. 4).

Рис. 4. Элементарный отрезок



Выразим длину элементарного отрезка через его проекции на горизонтальную и вертикальную оси

$$dL = \frac{dx}{\cos \alpha} = \frac{dy}{\sin \alpha}$$

$$\cos \alpha = \frac{(x_i - x_{i-1})}{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}; \quad \sin \alpha = \frac{(y_i - y_{i-1})}{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}$$

$$dL = \frac{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}{(x_i - x_{i-1})} dx = \frac{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}{(y_i - y_{i-1})} dy. \quad (10)$$

Запишем уравнение прямой в общем виде и подставим в него координаты начала и конца отрезка

$$\begin{aligned}
& y = ax + b \\
& \begin{cases} y_{i-1} = ax_{i-1} + b \\ y_i = ax_i + b \end{cases} \\
& a = \frac{y_i - y_{i-1}}{x_i - x_{i-1}}; \quad b = y_i - \frac{y_i - y_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} x_i \\
\left\{ \begin{aligned} y &= \frac{y_i - y_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} x + y_i - \frac{y_i - y_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} x_i, & \text{если } x_{i-1} \neq x_i \\ x &= x_i, & \text{если } x_{i-1} = x_i. \end{aligned} \right. \quad (11)
\end{aligned}$$

Подставляя выражения (10), (11) в (9), можно получить формулу для определения веса отрезка, находящегося внутри одной ячейки карты. Если отрезок не вертикальный, то есть $x_{i-1} \neq x_i$, то

$$\begin{aligned}
C &= \frac{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}{(x_i - x_{i-1})} \left(w_1 \int dx + \frac{w_2 - w_1}{x_2 - x_1} \int (x - x_1) dx + \frac{w_3 - w_1}{y_2 - y_1} \int (ax + b - y_1) dx \right. \\
&\quad \left. + \frac{w_4 - w_3 - w_2 + w_1}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} \int (x - x_1)(ax + b - y_1) dx \right) \\
C_i &= \frac{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}{(x_i - x_{i-1})} \left(w_1 \int_{x_{i-1}}^{x_i} dx + \frac{w_2 - w_1}{x_2 - x_1} \int_{x_{i-1}}^{x_i} (x - x_1) dx + \frac{w_3 - w_1}{y_2 - y_1} \int_{x_{i-1}}^{x_i} (ax + b - y_1) dx \right. \\
&\quad \left. + \frac{w_4 - w_3 - w_2 + w_1}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} \int_{x_{i-1}}^{x_i} (ax^2 + (b - y_1 - ax_1)x + (y_1 - b)x_1) dx \right). \quad (12)
\end{aligned}$$

После интегрирования получим

$$\begin{aligned}
C_i &= \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2} \left(w_1 + \frac{w_2 - w_1}{x_2 - x_1} \left(\frac{x_i + x_{i-1}}{2} - x_1 \right) + \frac{w_3 - w_1}{y_2 - y_1} \left(\frac{a(x_i + x_{i-1})}{2} - (b - y_1) \right) \right. \\
&\quad \left. + \frac{w_4 - w_3 - w_2 + w_1}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} \left(\frac{a(x_i^2 + x_i x_{i-1} + x_{i-1}^2)}{3} + \frac{(b - y_1 - ax_1)(x_i + x_{i-1})}{2} + (y_1 - b)x_1 \right) \right) \quad (13)
\end{aligned}$$

Если рассматриваемый отрезок вертикальный, то есть $x_{i-1} = x_i$, то

$$\begin{aligned}
C &= \frac{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}{(y_i - y_{i-1})} \int \left(w_1 + (w_2 - w_1) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} + (w_3 - w_1 + (w_4 - w_3 - w_2 + w_1) \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}) \frac{y - y_1}{y_2 - y_1} \right) dy \\
C_i &= \frac{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}}{(y_i - y_{i-1})} \left(\left(w_1 + (w_2 - w_1) \frac{x_i - x_1}{x_2 - x_1} \right) \int_{y_{i-1}}^{y_i} dy \right. \\
&\quad \left. + \frac{(w_3 - w_1 + (w_4 - w_3 - w_2 + w_1) \frac{x_i - x_1}{x_2 - x_1})}{y_2 - y_1} \int_{y_{i-1}}^{y_i} (y - y_1) dy \right). \quad (14)
\end{aligned}$$

После интегрирования получим

$$C_i = \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2} \left(w_1 + (w_2 - w_1) \frac{x_i - x_1}{x_2 - x_1} + \frac{(w_3 - w_1 + (w_4 - w_3 - w_2 + w_1) \frac{x_i - x_1}{x_2 - x_1})}{y_2 - y_1} \left(\frac{y_i + y_{i-1}}{2} - y_1 \right) \right). \quad (15)$$

Формулы (13), (15) позволяют рассчитать вес участка трубопровода при использовании варианта карты весов с плавными переходами между узлами. Однако этот вариант требует больше вычислительной мощности, чем вариант с указанием веса ячеек карты.

Таким образом, использование векторной карты весов позволяет наиболее точно оценить стоимость трассы участка трубопровода, но из-за сложности определе-

ния координат пересечения отрезков трассы с границами областей карты требует больше вычислительных ресурсов и времени на проведение расчетов. Причем затрачиваемое время напрямую зависит от площади рассматриваемого участка карты (от количества и сложности выделенных областей).

Применение растровых вариантов карты весов позволяет значительно сократить время, затрачиваемое на расчеты, но дает менее точный результат в связи с погрешностью определения границ областей карты с различным удельным весом. При увеличении разрешения карты погрешность снижается, однако повышаются затраты памяти и время вычисления стоимости трассы трубопровода.

Библиографический список

1. Выбор трасс магистральных трубопроводов / Л. А. Бабин [и др.]. – М.: Недра, 1970. – 128 с.
2. Бородавкин П. П., Березин В. Л., Рудерман С. Ю. Выбор оптимальных трасс магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
3. Дубровин Д. Д., Земенкова М. Ю. Анализ проблем обеспечения минимальных расстояний от объектов магистральных газопроводов // Нефтегазовый терминал: сб. науч. тр. междунар. науч.-техн. конф. магистрантов им. профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень, 2017. – С. 72–77.
4. Мутавалиев Ш. Т., Земенков Ю. Д., Земенкова М. Ю. Строительство, проектирование трубопроводов в горной местности и их задачи оптимизации // Нефтегазовый терминал: сб. науч. ст. междунар. науч.-техн. конф. / Под общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – 2015. – С. 132–135.
5. Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
6. Григорьева П. В., Воронин К. С., Черенцов Д. А. Выбор трассы трубопровода с учетом особенностей рельефа местности // Нефтегазовый терминал: сб. науч. тр. междунар. науч.-техн. конф. магистрантов им. профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень, 2017. – С. 56–60.
7. Zemenkova M. Yu., Zemenkov Yu. D., Shipovalov A. N. Mathematic modeling of complex hydraulic machinery systems when evaluating reliability using graph theory // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – P. 012–056.
8. Белоусов А. И., Ткачев С. Б. Дискретная математика: учеб. для вузов / Под ред. В. С. Зарубина, А. П. Крищенко. – 4-е изд., исправл. – М.: Изд-во МГТУ им. Баумана, 2006. – 744 с. – (Математика в техническом университете; Вып. XIX).
9. Повышение надежности и эффективности технологического режима сети нефтесбора / А. Н. Смирнов [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 1 (23). – С. 27–29.

Сведения об авторах

Воронин Константин Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: voronin_tsogu@mail.ru

Григорьева Полина Вадимовна, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: polino4ka.g@yandex.ru

Черенцов Дмитрий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: cherentsovda@bk.ru

Information about the authors

Voronin K. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: voronin_tsogu@mail.ru

Grigorieva P. V., Master's Student, Industrial University of Tyumen, e-mail: polino4ka.g@yandex.ru

Cherentsov D. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: cherentsovda@bk.ru

УДК 624.131;621.644

МЕТОДИКА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНЖЕНЕРНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ГРУНТОВОЙ ПОДУШКИ

PROCEDURE OF PROVIDING ENGINEERING PROTECTION FROM FROST HEAVING OF UNDERGROUND TRUNK PIPELINES BY THE SOIL BED

Е. В. Марков

E. V. Markov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: магистральный трубопровод; морозное пучение; инженерная защита; грунтовая подушка

Key words: trunk pipeline; frost heaving; engineering protection; soil bed

Введение

Магистральные трубопроводы северных регионов Западной Сибири сооружаются и эксплуатируются в экстремальных климатических и инженерно-геологических условиях, характеризующихся низкими температурами воздуха, высоким уровнем грунтовых вод, заболоченностью и заторфованностью, глубоким сезонным промерзанием на участках локальных поднятий и подтоплением территорий во время весеннего и осеннего паводков [1], что в совокупности приводит к обширному распространению грунтов, подверженных процессам морозного пучения.

При осуществлении транспорта продукта с отрицательной температурой по подземному трубопроводу высокая потенциальная опасность возникновения морозного пучения обусловлена тем, что его линейная часть сама по себе является источником холода и зачастую становится одним из первичных факторов запуска процесса пучения грунтов. При подобных режимах эксплуатации в целях защиты трубопровода от негативного воздействия морозного пучения в инженерной практике преимущественно применяется теплоизоляция. При особо низких температурах транспортируемого продукта для обеспечения напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода в границах допустимых значений применение одной теплоизоляции является недостаточным условием, и возникает необходимость применения второго наиболее распространенного способа инженерной защиты от морозного пучения — сооружение непучинистой грунтовой подушки.

В результате анализа проработанности существующих расчетных подходов в указанном направлении, приводимых в справочной литературе и нормативной документации, выявлены ограничения их применения для сложных инженерно-геокриологических условий. В связи с этим, нами была поставлена цель — разработать методику обеспечения инженерной защиты от морозного пучения подземных магистральных трубопроводов с помощью сооружения грунтовой подушки, учитывающей производственные и материальные ресурсы, применяемые для строительства и эксплуатации инженерных объектов в северных регионах.

Задачи исследования

- Разработать методику оценки изменения напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках пучинистых грунтов, учитывающую особенности формирования их температурно-влажностного режима и НДС.
- Выявить зависимость изменения НДС трубопровода от заданных геометрических и деформационных свойств сооружаемой грунтовой подушки на примере действующего магистрального конденсатопровода «Ямбург — Уренгой».
- Разработать инженерный способ определения требований к геометрическим параметрам и деформационным свойствам грунтовых подушек, достаточных для обеспечения требуемых условий по защите трубопровода от морозного пучения грунтов.

Разработка методики оценки изменения НДС трубопровода на участках пучинистого грунта

В качестве объекта моделирования был выбран трубопровод с техническими и эксплуатационными характеристиками, соответствующими магистральному конденсатопроводу «Ямбург — Уренгой», линейная часть которого подвержена многолетнему воздействию сил морозного пучения, и где задача обеспечения ее инженерной защиты поставлена особо остро. Методика оценки изменения напряжений в стенке рассматриваемого трубопровода на участках пучинистых грунтов реализуется в четырех этапах.

Этапы I и II предназначены для решения задачи тепло- и массопереноса в грунтах. На этапе I определяются значения температуры грунта, содержания воды, солей и льда в грунте в момент запуска трубопровода в эксплуатацию. Для этого корректируются входные параметры математической модели. Далее, на этапе II в расчетную схему (рис. 1) вносится модель трубопровода (λ_T — теплопровод-

ность грунта, $\text{Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$; \vec{n}_{zp} — единичный вектор нормали к поверхности грунта; \vec{j}_w, \vec{j}_s — диффузионный поток воды и солей в грунте, $\text{кг}\cdot\text{с}^{-1}\cdot\text{м}^{-2}$; \vec{j}_{ws} — конвективный поток водно-солевого раствора в грунте, $\text{кг}\cdot\text{с}^{-1}\cdot\text{м}^{-2}$; ω_w, ω_s — концентрация воды и солей в грунтовой жидкости, д.ед.).

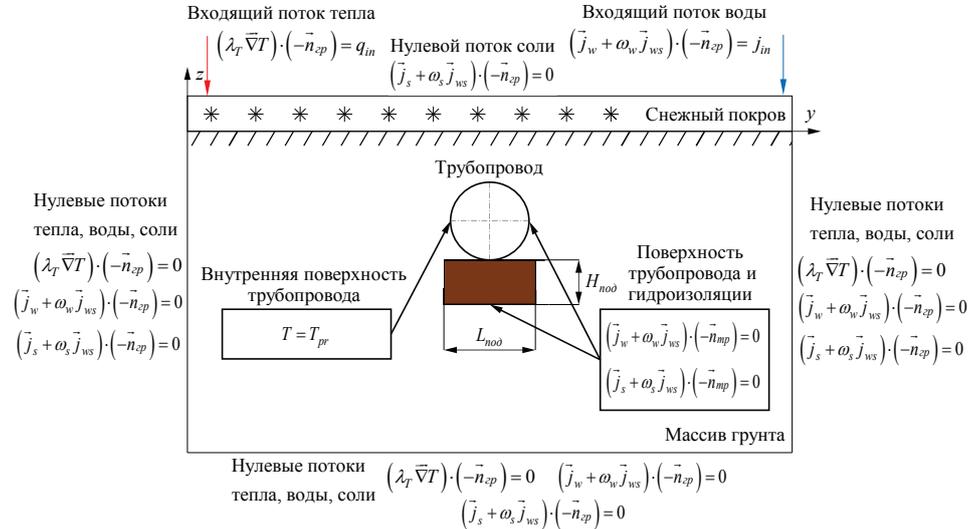


Рис. 1. Расчетная схема для определения пространственного распределения относительной объемной деформации грунта от морозного пучения ϵ_V с учетом сооружаемой грунтовой подушки размером $L_{под} \times H_{под}$

Расчетная схема представляет собой двумерное описание подземного трубопровода в грунте с температурой транспортируемого продукта T_{pr} (К). На поверхности грунта заданы граничные условия, характеризующие входящий поток тепла q_{in} ($\text{Вт}/\text{м}^2$) и воды j_{in} ($\text{кг}\cdot\text{с}^{-1}\cdot\text{м}^{-2}$) посредством конвективного и радиационного теплообмена, испарения, конденсации и выпадения осадков.

Для описания применены выражения.

- При отсутствии снега и льда в порах с учетом капиллярно-сорбционного и химических потенциалов, влияющих на скорость испарения [2]

$$\begin{aligned}
 & (-\lambda_T \vec{\nabla} T) \cdot (-\vec{n}_{zp}) = \alpha(T_{air} - T) + \\
 & + \sigma_0 \varepsilon (b_{air} T_{air}^4 - T^4) + (1 - A_{surf}) (1 - \theta \bar{C}) Q_{sun} + \\
 & + 8,49 \cdot 10^{-11} \rho_w L_{evp} U^{0,8} \left(P_w \varphi_{air} - P_{soil} \exp \left(\frac{(\psi_w + \mu_w^c) M_w}{RT} \right) \right),
 \end{aligned} \tag{1}$$

где α — коэффициент конвективного теплообмена поверхности грунта и атмосферы, $\text{Вт}\cdot\text{м}^{-2}\cdot\text{К}^{-1}$; T_{air} — температура воздуха, К; T — температура грунта, К; σ_0 — постоянная Стефана — Больцмана, $\text{Вт}\cdot\text{м}^{-2}\cdot\text{К}^{-4}$; ε — степень черноты поверхности грунта, д.ед.; b_{air} — коэффициент противозлучения атмосферы, д.ед.; A_{surf} — альbedo деятельной поверхности, д.ед.; θ — коэффициент отражения солнечной радиации от облаков по рекомендациям из [3], д. ед.; \bar{C} — балл общей облачности, б.р.; Q_{sun} — сумма прямой и рассеянной солнечной радиации при ясном небе, $\text{Вт}/\text{м}^2$; ρ_w — плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; L_{evp} — теплота парообразования воды, Дж/кг; U — скорость ветра на высоте флюгера (10 м), м/с; P_w — давление

насыщенного пара воды при температуре воздуха, Па; φ_{air} — относительная влажность воздуха; P_{soil} — давление насыщенного пара воды при температуре поверхности грунта, Па; μ_w^c — понижение термодинамического потенциала воды в растворе, Дж/кг; ψ_w — капиллярно-сорбционный потенциал воды в грунте, Дж/кг; M_w — молярная масса воды, кг/моль; R — универсальная газовая постоянная, Дж·моль⁻¹·К⁻¹.

$$\begin{aligned} (\bar{j}_w + \omega_w \bar{j}_{ws}) \cdot (-\bar{n}_{zp}) = \rho_w \frac{h_{pr}}{t_m} - j_{out} + \\ + 8,49 \cdot 10^{-8} U^{0,8} \left(P_w \varphi_{air} - P_{soil} \exp \left(\frac{(\psi_w + \mu_w^c) M_w}{RT} \right) \right), \end{aligned} \quad (2)$$

где h_{pr} — сумма смешанных и жидких осадков, м; t_m — продолжительность месяца в секундах, с; j_{out} — сток поверхностных вод, кг·с⁻¹·м⁻².

• При наличии льда в порах и отсутствии снега ($\gamma_i > 0$, $h_{sn} = 0$) выражения описывают испарение льда, под которым скрыта жидкая вода,

$$\begin{aligned} (-\lambda_T \bar{\nabla} T) \cdot (-\bar{n}_{zp}) = \alpha (T_{air} - T) + \\ + \sigma_0 \varepsilon (b_{air} T_{air}^4 - T^4) + (1 - A_{surf}) (1 - \theta \bar{C}) Q_{sun} + \\ + 8,49 \cdot 10^{-11} \rho_w L_{exp} U^{0,8} (P_w \varphi_{air} - P_{soil}), \end{aligned} \quad (3)$$

где L_w — скрытая теплота плавления льда, Дж/кг.

$$\begin{aligned} (\bar{j}_w + \omega_w \bar{j}_{ws}) \cdot (-\bar{n}_{zp}) = \rho_w \frac{h_{pr}}{t_m} - j_{out} + \\ + 8,49 \cdot 10^{-8} U^{0,8} (P_w \varphi_{air} - P_{soil}). \end{aligned} \quad (4)$$

• При наличии снежного покрова ($h_{sn} > 0$) выражения описывают испарение снега (в расчетах используется температура поверхности снежного покрова T_{sn})

$$\begin{aligned} (-\lambda_T \bar{\nabla} T) \cdot (-\bar{n}_{zp}) = \alpha (T_{air} - T) + \\ + \sigma_0 \varepsilon (b_{air} T_{air}^4 - T^4) + (1 - A_{surf}) (1 - \theta \bar{C}) Q_{sun} + \\ + 1,416 \cdot 10^{-11} \rho_w (L_w + L_{exp}) U (P_w \varphi_{air} - P_{sn}), \end{aligned} \quad (5)$$

где T_{sn} — температура поверхности снега, К; P_{sn} — давление насыщенного пара над поверхностью льда при температуре поверхности снега, Па.

Входящий поток воды рассчитывается как разница между уменьшением толщины снежного покрова, выпавшими осадками и испарением.

$$\begin{aligned} (\bar{j}_w + \omega_w \bar{j}_{ws}) \cdot (-\bar{n}_{zp}) = \rho_w \frac{h_{pr}}{t_m} - j_{out} + \\ + 1,416 \cdot 10^{-11} \rho_w U (P_w - P_{sn}), \end{aligned} \quad (6)$$

где h_{sn} — высота снежного покрова по снегосъемкам, м; ρ_{sn} — плотность снега по снегосъемкам, кг/м³; причем обратного движения воды нет, то есть

$$(\bar{j}_w^{ec} + \omega_w \bar{j}_{ws}^{ec}) \cdot (-\bar{n}) \geq 0 \text{ при } h_{sn} > 0.$$

Коэффициент к противозлучению атмосферы описывается следующим выражением [4]:

$$b_{air} = (0,89 - 0,2 \cdot 10^{-0,05 P_w}). \quad (7)$$

Коэффициент конвективного теплообмена для подстилающей поверхности без снежного покрова ($h_{\text{сн}} = 0$) [5]

$$\alpha = 0,93\sqrt{U}(6 + 6,2U^{-2}), \quad (8)$$

при наличии снежного покрова ($h_{\text{сн}} > 0$) [6]

$$\alpha = 6,16 + 4,19U. \quad (9)$$

Теплопроводность снега рассчитывается по формуле Б. В. Проскуракова [7]

$$\lambda_{\text{сн}} = 0,018 + 8,7 \cdot 10^{-4} \rho_{\text{сн}}, \quad (10)$$

где $\lambda_{\text{сн}}$ — коэффициент теплопроводности снежного покрова, Вт·м⁻¹·К⁻¹.

На остальных границах задаются граничные условия типа «гидроизоляция» и «теплоизоляция».

Полная система дифференциальных уравнений математической модели приведена в работе авторов [8]. Она описывает диффузионно-конвективное перемещение воды и растворенных солей в зонах частичного и полного насыщения пор при температурах выше и ниже точки замерзания, учитывает кристаллизацию льда через фазу метастабильных состояний и состоит из пяти дифференциальных уравнений, которые решаются относительно следующих неизвестных величин: температуры T (К), ψ_w , содержания льда в единице объема грунта γ_l (кг/м³), ω_s и содержания нерастворенной соли в единице объема грунта $\gamma_{\text{нс}}$ (кг/м³). Капиллярно-сорбционный потенциал ψ_w пересчитывается в содержание воды в грунте по зависимости, рекомендованной И. Л. Калюжным [9]

$$\psi_w = \psi_{\text{вз}} (\gamma_{\text{вз}} / \gamma_w)^\eta; \quad (11)$$

$$\eta = \log_{(\gamma_{\text{вз}}/\gamma_{\text{нв}})} (\psi_{\text{нв}} / \psi_{\text{вз}}), \quad (12)$$

где γ_w — содержание воды в единице объема грунта, кг/м³; $\gamma_{\text{вз}}$ — содержание воды в грунте при потенциале завядания $\psi_{\text{вз}}$, кг/м³; $\gamma_{\text{нв}}$ — содержание воды в грунте при потенциале наименьшей влагоемкости $\psi_{\text{нв}}$, кг/м³; $\psi_{\text{вз}}$ — потенциал завядания $\psi_w \approx -1500$ Дж/кг; $\psi_{\text{нв}}$ — потенциал наименьшей влагоемкости $\psi_w \approx -33$ Дж/кг; η — степень функции капиллярно-сорбционного потенциала, б.р.

В качестве грунта основания траншеи принят полностью водонасыщенный незасоленный суглинок с характеристиками, приведенными в таблице 1 ($\rho_{\text{ск}}$ — плотность скелета грунта, кг/м³; $\rho_{\text{т.ч.}}$ — плотность твердых частиц грунта, кг/м³; $c_{\text{ск}}$ — изобарная теплоемкость скелета грунта, Дж·кг⁻¹·К⁻¹; τ_{fr} , τ_{th} — параметры релаксации при кристаллизации и плавлении льда, соответственно, Дж·с·м³·кг⁻²; $\omega_s^{\text{ест}}$ — массовая концентрация соли в грунтовом растворе в естественном состоянии, д.ед; $\lambda_{\text{р0}}$ — коэффициент фильтрации, м/с).

Таблица 1

Тепло-влажностные и физико-механические характеристики пучинистого грунта

$\rho_{\text{ск}}$	$\rho_{\text{т.ч.}}$	$c_{\text{ск}}$	τ_{fr}	τ_{th}	$\omega_s^{\text{ест}}$	$\lambda_{\text{р0}}$	η	$\gamma_{\text{вз}}/\gamma_w^{\text{max}}$
1450	2700	950	10 ⁴	1,00	0,00	10 ⁻⁷	5,00	0,26

Для параметра релаксации при кристаллизации льда значение соответствует среднему из диапазона возможных значений $\tau_{\text{fr}} \approx 10^3 - 10^5$ Дж·с·м³·кг⁻². Для процесса таяния льда запаздывание почти не фиксируется [10]. Значения изобарной

теплоемкости скелета грунта c_{sk} и теплопроводности грунта соответствуют рекомендациям СП 25.13330.2012 (приложение Б 6)¹ для среднестатистического суглинка Западной Сибири с плотностью частиц и скелета грунта по [11]. Параметры капиллярно-сорбционного потенциала и коэффициент фильтрации соответствуют чрезмерно пучинистому суглинку по результатам исследования в работе [8]. Климатические условия района соответствуют метеостанции Уренгой.

Поскольку грунт в подушке ниже уровня грунтовых вод вспучивается в основном за счет содержащейся в порах воды (то есть приток влаги к фронту промерзания в нем незначителен), расчетная схема для грунта подушки была упрощена, и коэффициент фильтрации в подушке был принят равным нулю $\lambda_{p0} = 0$. Тогда относительная деформация морозного пучения грунтовой подушки рассчитывается по формуле (13)

$$\varepsilon_{V,под} = \left(1 - \frac{\delta^2_{ск}}{\rho_{м.ч.}} \right) \left(\frac{\rho_w}{\rho_l} - 1 \right), \text{ при } T < T_{нз}, \quad (13)$$

где ρ_w, ρ_l — плотность воды и льда, кг/м³.

Температура на глубине нулевых годовых амплитуд принята $T_0 = 0,5$ °С. Для поддержания указанной температуры толщина снежного покрова по замерам на метеостанции Уренгой (замеры в лесном массиве) была уменьшена на 24 %, что не превышает 50 % и соответствует границам допустимых значений.

По результатам моделирования на этапе II было определено пространственное распределение относительной объемной деформации грунта от морозного пучения ε_V , д.ед.

На этапе III был выполнен расчет НДС грунтового массива для определения параметров силового взаимодействия трубопровода с грунтом с учетом подушки и расчетной величины ε_V , определенной на этапе II. Использована классическая теория упругости, обоснование возможности применения которой приведено в работе [12] и соответствует ВСН 29-85. Расчет был выполнен для двух случаев — незакрепленный трубопровод для определения его максимальных вертикальных перемещений H_{max} (м) и жесткая фиксация перемещений трубопровода для определения максимальных погонных усилий q_{fh}^{max} (Н/м) и коэффициента постели k_{fh} (Н/м²).

$$q_{fh}^{max} = \iint_S \tau_{zx} \cos(\vec{n}_{mp}, x) + \tau_{zy} \cos(\vec{n}_{mp}, y) + \sigma_{zz} \cos(\vec{n}_{mp}, z) dS \quad (14)$$

$$k_{fh} = q_{fh}^{max} / H_{max}, \quad (15)$$

где σ, τ — нормальные и касательные напряжения, Па; \vec{n}_{mp} — нормаль к поверхности трубопровода, интегрирование ведется по поверхности трубопровода dS .

Расчетная схема приведена на рисунке 2 (u — перемещение точек грунта, м; u_{mp} — перемещение поверхности трубопровода, м; $\sigma_{n,тр}, \tau_{n,тр}$ — нормальные и касательные напряжения на поверхности трубопровода, Па).

Модуль деформации $E_{тр}$ (Па), коэффициент поперечной деформации пучинистого грунта ν_{zp} (д.ед.) и коэффициент поперечной деформации грунта подушки $\nu_{под}$ (д.ед.) приняты в пределах ожидаемых значений одновременно талых и мерзлых грунтов Западной Сибири (СП 22.13330.2011)² [11, 13]. Модуль деформации грунта подушки $E_{под}$ (Па) при исследовании изменялся в широком диапазоне (табл. 2).

¹ СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. – Введ. 2013-01-01. – М., 2012. – 118 с.

² СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*. – Введ. 2011-05-20. – М., 2011. – 162 с.

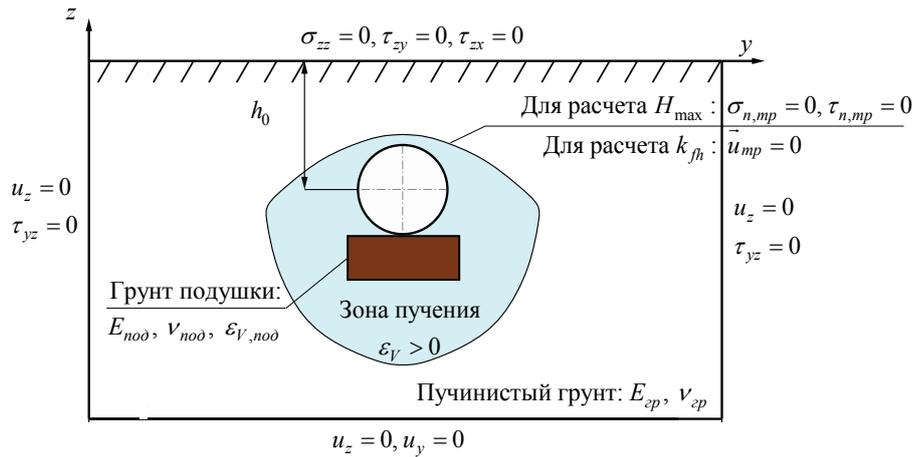


Рис. 2. Расчетная схема для определения параметров силового взаимодействия трубопровода и пучинистого грунта: H_{max} и k_{fh}

Таблица 2

Физико-механические характеристики пучинистого грунта и грунта подушки

E_{ep}	ν_{ep}	$E_{под}$	$\nu_{под}$
$10^7, 2 \cdot 10^7$	0,35	$[3 \cdot 10^6; 6 \cdot 10^7]$	0,35

На этапе IV был выполнен расчет НДС трубопровода по расчетной схеме на рисунке 3 ($q_{гр}$ — отпор непучинистого грунта, Н/м; q_{fh} — отпор грунта перемещениям трубопровода на участке пучения, Н/м; w — вертикальные перемещения трубопровода, м; N — продольное растягивающее усилие, Н; L — длина прилегающих участков непучинистого грунта, м; L_{fh} — длина участка пучения, м; M_y — изгибающий момент, Н·м).

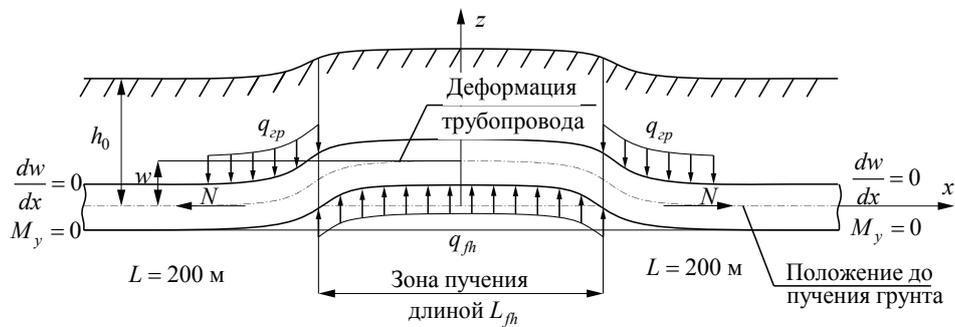


Рис. 3. Расчетная схема для определения НДС трубопровода на участке пучинистого грунта

На участке пучения для моделирования грунта применяются выражение (16) и результаты расчета из этапа III.

$$q_{fh} = k_{fh} (H_{max} - w) \quad (16)$$

Отпор непучинистых грунтов, прилегающих к участку пучения $q_{гр}$, рассчитывается по методике А. Б. Айбиндера. Результатом этапа IV являются эквивалент-

ные напряжения $\sigma_{экв}$ (Па) в стенке трубопровода, определенные по СП 36.13330.2012³.

Принятые в расчетах физико-механические характеристики непучинистого грунта на участках трубопровода, прилегающих к пучинистому грунту, приведены в таблице 3 ($E_{зас}$, $E_{осн}$ — модуль деформации грунта засыпки и основания, Па; $\nu_{зас}$, $\nu_{осн}$ — коэффициент поперечной деформации грунта засыпки и основания, д.ед.; $\eta_{зас}$ — коэффициент понижения модуля деформации грунта засыпки с нарушенной структурой по сравнению с грунтом основания, д.ед.; $\rho_{зас}$, $\rho_{осн}$ — плотность грунта засыпки и основания, кг/м³; $c_{зас}$, $c_{осн}$ — сцепление грунта засыпки и основания, Па; $\varphi_{зас}$, $\varphi_{осн}$ — угол внутреннего трения грунта засыпки и основания, град.; L_{fn} — длина участка пучения, м) и соответствуют среднестатистическим глинистым грунтам [11] и обратной засыпке трубопровода местным грунтом, согласно схеме строительно-монтажных работ.

Таблица 3

Принятые в расчетах грунтовые условия на прилегающих участках непучинистых грунтов

$E_{зас} = E_{осн}$	$\nu_{зас} = \nu_{осн}$	$\eta_{зас}$	$\rho_{зас} = \rho_{осн}$	$c_{зас} = c_{осн}$	$\varphi_{зас} = \varphi_{осн}$	L_{fn}
10^7	0,35	0,3	2000	$2 \cdot 10^4$	16	3

Эксплуатационные характеристики трубопровода, принятые в расчетах, приведены в таблице 4 (D_{out} — наружный диаметр трубопровода, м; D_{in} — внутренний диаметр трубопровода, м; E_{st} — модуль упругости стали, Па; ν_{st} — коэффициент Пуассона стали, д.ед.; α_{st} — коэффициент температурного линейного удлинения стали, 1/°C; ρ_{st} — плотность стали, кг/м³; $\lambda_{ППУ}$ — коэффициент теплопроводности пенополиуретана (ППУ), Вт м⁻¹·К⁻¹; $\delta_{ППУ}$ — толщина стенки кольцевой теплоизоляции из ППУ, мм; ΔT — температурный перепад при эксплуатации, °C; T_{pr} — температура транспортируемого продукта, °C; P_{in} — внутреннее давление в трубопроводе, Па; ρ_{prod} — плотность перекачиваемого продукта, кг/м³; R_1^H , R_2^H — нормативные пределы прочности и текучести стали; m , k_1 , k_2 , k_n — коэффициенты запаса по СП 36.13330.2012⁴; \bar{R} — расчетное сопротивление стали, Па).

Таблица 4

Принятые в расчете характеристики магистрального конденсатопровода

D_{out}	D_{in}	E_{st}	ν_{st}	α_{st}	ρ_{st}	$\delta_{ППУ}$	$\lambda_{ППУ}$	T_{pr}	ΔT
0,53	0,5158	$2,06 \cdot 10^{11}$	0,3	$12 \cdot 10^{-6}$	7850	80	0,03	-6,5	30
ρ_{prod}	R_1^H	R_2^H	h_0	P_{in}	\bar{R}	m	k_1	k_2	k_n
750	$630 \cdot 10^6$	$530 \cdot 10^6$	1,465	$6,3 \cdot 10^6$	$371 \cdot 10^6$	0,99	1,40	1,20	1,10

Таким образом, на данном этапе нами была разработана методика расчета НДС трубопровода на участках пучинистых грунтов с учетом особенностей формирования их температурно-влажностного режима и НДС.

Оценка изменения НДС трубопровода от заданных параметров грунтовой подушки для защиты от морозного пучения грунта

К параметрам грунтовой подушки относятся ее геометрические размеры и деформационные свойства. Задача поставлена таким образом, чтобы определить оп-

³ СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. — Введ. 2013-07-01. — М., 2012. — 92 с.

⁴ СП 36.13330.2012. — С. 37.

тимальные размеры грунтовой подушки, приводящие к минимальной площади ее поперечного сечения, то есть к минимальному расходу непучинистого грунта подушки.

В процессе численного исследования грунтовой подушки с различными размерами установлен способ определения оптимальных размеров грунтовой подушки (рис. 4). Оптимальному размеру соответствует обеспечение допустимого напряженного состояния при минимальной площади, то есть крайняя левая точка изолинии $\bar{R} = 371$ МПа.

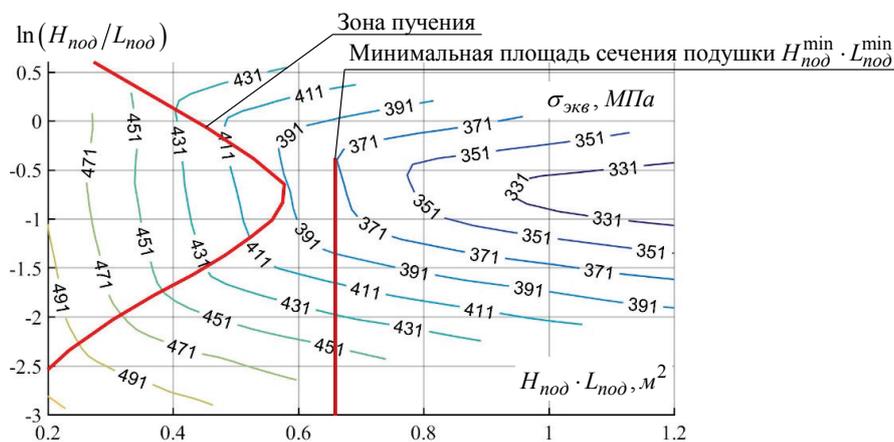


Рис. 4. Зависимость максимальных напряжений от соотношения размеров и площади грунтовой подушки с модулем деформации $E_{под} = 10$ МПа (местный грунт)

Аналогичное исследование было выполнено нами при различных соотношениях модуля деформации пучинистого грунта основания и грунта подушки (см. табл. 2). Результаты приведены на рисунках 5 и 6.

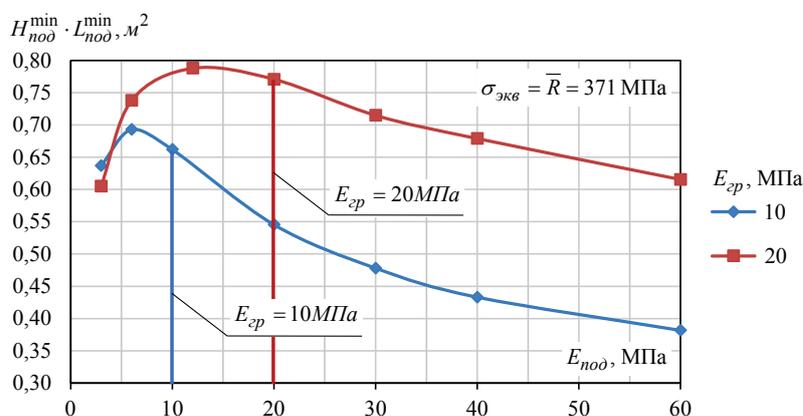


Рис. 5. Зависимость минимальной площади грунтовой подушки $H_{под}^{min} \cdot L_{под}^{min}$ от модуля деформации грунта $E_{сп}$ и грунтовой подушки $E_{под}$ при эквивалентных напряжениях в трубопроводе: $\sigma_{экв} = \bar{R} = 371$ МПа

Результаты анализа графической зависимости (см. рис. 5) позволили установить способ определения оптимального модуля деформации грунтовой

подушки. При соотношении модуля деформации грунта основания и грунта подушки $E_{nod}/E_{zp} = 0,6$ наблюдается максимум расхода непучинистого грунта подушки. Таким образом, соотношение $E_{nod}/E_{zp} = 0,6$ является наименее благоприятным с точки зрения экономии непучинистого грунта подушки: перерасход достигает величин от 30 до 85 % в зависимости от модуля деформации грунта основания. Существенной экономии непучинистого грунта подушки можно добиться при использовании грунтов с модулем деформации в следующем интервале: $E_{nod}/E_{гр} \in (0; 0,25] \cup [2; \infty)$.

При невозможности подвезти грунт с рекомендованными деформационными свойствами из ближайшего карьера возможно устройство гидроизолированной грунтовой подушки из местного пучинистого грунта с предварительной подготовкой его по авторской технологии. Для этого подошву слоя грунтовой подушки перекрывают полиэтиленовой мембраной. Затем укладывают объемную георешетку с высотой ячеек 200–250 мм, заполняют ячейки местным пучинистым грунтом из отвала с помощью экскаватора или бульдозера и перекрывают кровлю вторым слоем полиэтиленовой мембраны. Местный грунт, окруженный со всех сторон водонепроницаемым полиэтиленом, приобретает свойства, сопоставимые по пучинистости с привозным непучинистым крупнозернистым песком. Такой подход хоть и приводит к увеличению размера грунтовой подушки, однако позволяет экономить на подвозе песка из удаленного карьера. Окончательный выбор технологии сооружения грунтовой подушки обосновывается экономическим расчетом.

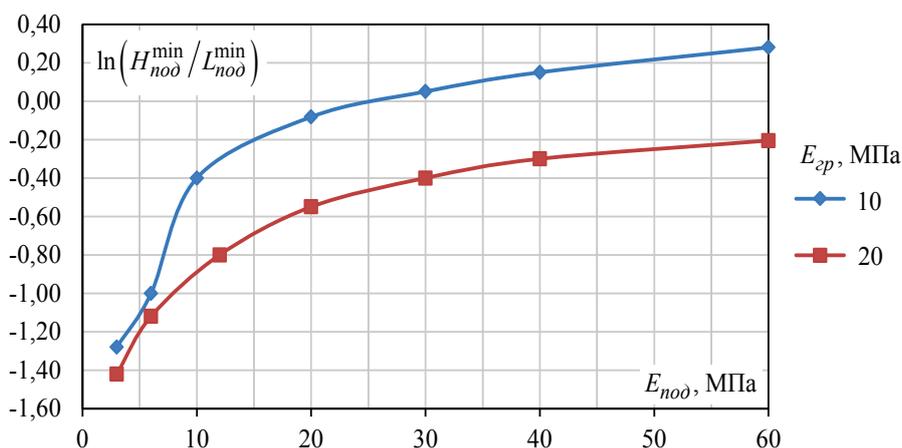


Рис. 6. Отношение высоты и ширины подушки $\ln(H_{nod}^{\min} / L_{nod}^{\min})$ при ее минимальной площади $H_{nod}^{\min} \cdot L_{nod}^{\min}$ от модуля деформации грунта E_{zp} и грунтовой подушки E_{nod} при эквивалентных напряжениях в трубопроводе: $\sigma_{экс} = \bar{R} = 371 \text{ МПа}$

По соотношению между высотой и шириной подушки H_{nod}/L_{nod} (см. рис. 6) установлено, что жесткая и мягкая подушки обладают различными демпфирующими свойствами. Жесткая подушка хорошо защищает от поперечных деформаций в вертикальном направлении, вызванных боковым давлением расширяющегося пучинистого грунта. Мягкая подушка, наоборот, хорошо защищает от пучения грунта снизу, но при этом не способна защитить от поперечных деформаций в вертикальном направлении, вызванных боковым давлением. Следовательно, геометрические размеры грунтовых подушек не являются постоянными и подлежат опти-

мизации на этапах проектирования объекта для максимальной защиты от воздействия морозного пучения.

Результаты исследования и предлагаемая методика позволяют на практике обеспечить требуемую инженерную защиту трубопровода от воздействия морозного пучения грунта с учетом имеющихся в наличии производственных и материальных ресурсов и рекомендованы авторами к применению при проектировании подземных магистральных трубопроводов в сложных геокриологических условиях.

Выводы

- Разработана методика расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках пучинистых грунтов, учитывающая климат района, диффузионно-конвективное перемещение воды и растворенных солей в зонах частичного и полного насыщения пор при температурах выше и ниже точки замерзания, кристаллизацию льда через фазу метастабильных состояний и напряженно-деформированное состояние грунта.

- Установлена зависимость изменения НДС трубопровода от заданных геометрических и деформационных свойств сооружаемой грунтовой подушки на примере действующего магистрального конденсатопровода «Ямбург — Уренгой». По результатам анализа полученной зависимости определены пределы значений модуля деформации грунта подушки, устанавливаемые в зависимости от значений модуля деформации грунта основания, и геометрические размеры (ширина и толщина).

- Разработан инженерный способ определения требований к геометрическим параметрам и деформационным свойствам грунтовых подушек, достаточных для обеспечения требуемых условий по защите трубопровода от морозного пучения грунтов.

Библиографический список

1. Исследование процесса формирования эксплуатационного положения протяженных участков МГ Уренгой — Челябинск в сложных гидрогеологических условиях / М. Ю. Карнаухов [и др.] // Газовая промышленность. – 2015. № 5 (724). – С. 53–58.
2. Королёв В. А., Блудушкина Л. Б. Взаимосвязь потенциала влаги в грунтах с параметрами испарения из них воды // Инженерная геология. – 2015. – № 3. – С. 22–33.
3. Матвеев Л. Т. Курс общей метеорологии. Физика атмосферы. – Л.: Гидрометеиздат, 1984. – 752 с.
4. Энергия, природа и климат / В. В. Клименко [и др.]. – М.: Издательский дом МЭИ, 1997. – 214 с.
5. Павлов А. В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: Кн. изд-во, 1975. – 304 с.
6. Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах / Под ред. Ю. Я. Велли, В. И. Докучаева, Н. Ф. Федорова. – Л.: Стройиздат, 1977. – 552 с.
7. Основы геокриологии. Часть 4. Динамическая геокриология / Под ред. Э. Д. Ершова. – М.: МГУ, 2001. – 688 с.
8. Марков Е. В., Пульников С. А. Теоретическое исследование методов инженерной защиты подземных трубопроводов от морозного пучения на участках прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышленность. – 2018. – № 5. – С. 70–77.
9. Калужный И. Л., Лавров С. А. Гидрофизические процессы на водосборе: Экспериментальные исследования и моделирование: моногр. – СПб.: Нестор-История, 2012. – 616 с.
10. Даниэлян Ю. С., Яницкий П. А. Особенности неравновесного перераспределения влаги при промерзании-оттаивании дисперсных пород // Инженерно-физический журнал. – 1983. – Т. 44, № 1. – С. 91–98.
11. Иванов И. А., Кушнир С. Я. Магистральные трубопроводы в районах глубокого сезонного промерзания пучинистых грунтов. – СПб.: Недра, 2010. – 174 с.
12. Markov E. V., Pulnikov S. A., Sysoev Yu. S., S Mathematical Model for Frost Heaving Normal Force Calculation // International Journal of Applied Engineering Research. – 2018. – Vol.13, Issue 1. – P. 612–616.
13. Роман Л. Т., Котов П. И., Царапов М. Н. Модуль деформации мерзлых грунтов при компрессионных испытаниях // Основания, фундаменты, механика грунтов. – 2016. – № 5. – С. 35–40.

Сведения об авторе

Марков Евгений Викторович, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89068231447, e-mail: markov.ev@mail.ru

Information about the author

Markov E. V., Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, phone: 89068231447, e-mail: markov.ev@mail.ru

Информационные технологии, автоматизация и управление в нефтегазовой отрасли

УДК 004.942:001.57

ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПЦИИ РАЗРАБОТКИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА СМЕТНЫХ РАСЧЕТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

MAIN CONCEPTS FOR THE DEVELOPMENT OF A MATHEMATICAL
MODEL FOR THE BUSINESS PROCESS OF BUDGET ESTIMATES FOR THE
CONSTRUCTION OF AUXILIARY OIL AND GAS FACILITIES

Р. И. Хамидуллин

R. I. Khamidullin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: моделирование; строительство; бизнес-процессы; математическое моделирование; нефтегазовая отрасль; проектно-сметная документация; автоматизация
Key words: modeling; building; business processes; math modeling; oil and gas industry; design and estimate documentation; automation

В современном ведении бизнеса встает необходимость оптимизации тех процессов, которые влияют на увеличение прибыли компании. В рамках данного исследования рассматривается такой бизнес-процесс, как составление сметной документации при разработке и строительстве нефтегазовых объектов. Проект строительства вспомогательных объектов нефтегазового хозяйства имеет свои исключительные особенности, которые должны учитываться аналитиками и инженерами данных компаний для грамотного составления нужной документации.

Сама структура бизнес-процесса проектно-сметной деятельности — это совокупность взаимодействующих организационных единиц (звеньев, операций), которые осуществляют различные виды деятельности, обусловленные достижением единой общей цели — повышения эффективности производства. Главная цель сметного проектирования — это взаимосвязанные организационно-функциональные операции, которые приводят к конечному и правильному продукту — смете. Процессный подход поможет рассмотреть данные процессы в управлении сметного проектирования при строительстве нефтегазовых объектов. Авторы работ [1, 2] наглядно приводят процессный подход на практике к управлению деятельностью в организации. Процессный подход состоит из разнородных организационных единиц или, иначе говоря, функциональных операций. Все эти компоненты преследуют общую цель и имеют место в научных и практических аспектах. В отличие от традиционного менеджмента управления процессами организации процессный подход представляет собой детальное управление целенаправленным потоком взаимосвязанных видов деятельности (операций, работ, процедур), которые преобразуют входные потоки как материальных и информационных ресурсов, так и финансовых ресурсов в выходные потоки. Выходные потоки формируют конечный продукт, который имеет большую ценность для потребителя (заказчика) (Стандарт ISO 9001:2000).

Все вышесказанное говорит о необходимости применения процессного подхода в управлении бизнес-процессами составления сметной документации. Причем стоит отметить, что процессный подход включает в себя не просто регламентирование тех или иных видов деятельности, а ее математическую и экономическую оптимизацию.

На сегодняшний день (рис. 1) среди всех компаний нефтегазового сектора оптимизация бизнес-процессов выполняется в виде дескриптивных (описательных) методов и осуществляется в виде текстового, табличного, графического и других описаний (нотаций) потоков работ и информационных данных, математическое регулирование этих же процессов почти отсутствует [3]. При таком подходе под моделированием бизнес-процесса понимаются регламентация процессов, их документирование и сопровождающий документооборот, а сама оптимизация бизнес-процессов заключается в выполнении определенных и предписанных мероприятий по их согласованию, а также их частичному улучшению.



Рис. 1. Аналитическое представление использования основных методов моделирования бизнес-процессов в нефтегазовых компаниях и проектных институтах

Все это выполнение организационных мероприятий по регламентированию и функционированию бизнес-процессов оптимизацией не является. Было проведено исследование, которое показало, что все эти мероприятия не гарантируют оптимального управления тем или иным бизнес-процессом. Описательное моделирование бизнес-процессов с использованием широко известных нотаций, таких как IDEF0, DFD, BPMN, не может внести свои критерии оптимизации и факторы автоматизации бизнес-процессов. Оптимизацию необходимо проводить с использованием математического моделирования бизнес-процесса, где сам бизнес-процесс в виде модели будет подробно исследован и изучен.

Математическая оптимизация и экономическая оптимизация включают в себя построение той модели, которая будет удовлетворять не только оптимальной работе самого процесса, но и также будет включать в себя регламентацию ее улучшения для увеличения прибыли от слаженного документирования и разработки проектов строительства.

Концептуальной основой решаемой проблемы в нефтегазовых компаниях и проектных институтах служат объективные закономерности функционирования бизнес-процессов как систем массового обслуживания (СМО), что следует из принципов определения границ, структур и модели бизнес-процессов [3].

Проектная организация или нефтегазовая компания, выполняющая составление проектно-сметной документации, представляет собой вполне реальную производственную систему, где на разных ее уровнях рабочее место, отдел могут быть представлены в виде системы массового обслуживания, так как бизнес-процесс организации ориентирован на обслуживание заказов в форме некоего производства и реализации оказанной услуги, представляющей ценность для потенциального клиента.

Все заказы на строительные услуги поступают от потенциальных клиентов и заказчиков. Обслуживание заказов начинается от одного отдела, заканчивается другим, все отделы связаны между собой. На выходе данной системы формируется полученная услуга. При этом каждый отдел и рабочее место — это также система массового обслуживания. Существенное различие может заключаться лишь в том, что существующий поток заказов в данном случае формируется внутри системы, а выходные потоки образуют результаты обслуживания данных заказов внутри каждого подразделения (работы, заказы, документы и др.).

СМО — это такая система, которая предназначена для обслуживания поступающих в нее заявок. Другими словами, это такая система, где с одной стороны, всегда возникают массовые запросы (требования) на выполнение каких-либо услуг, а с другой стороны, происходит удовлетворение этих запросов.

Модель бизнес-процесса составления сметной документации, представленная на рисунке 2 — это объект, который представляет собой детальное описание ряда взаимосвязанных видов деятельности как СМО, где происходит преобразование существующих входов и выходов в соответствии с оптимальным выбором показателей системы для проведения прогноза ее поведения, с учетом основной цели функционирования [4].

Сама формализация модели исследуемого бизнес-процесса будет состоять из цепочки последовательных действий как СМО. Все это будет описывать данный процесс со всех его сторон: вход и выход бизнес-процесса с регламентирующими службами. Вход бизнес-процесса — это число заказов (заявок) на выполнение строительных услуг, в частности, проведение составления сметной документации для оценки проводимых услуг, где в рамках данного бизнес-процесса учитываются все требования конкретного потребителя. Обслуживающая служба данного бизнес-процесса в СМО выступает в лице средства персонала с их рабочими местами и персональными компьютерами, которые выполняют полученные заказы по составлению сметы с заданным качеством и определенной интенсивностью. Очередь бизнес-процесса как СМО определяется в виде максимального возможного числа всех заказов на входе сверх тех, которые уже находятся в процессе изготовления документации. Конечным продуктом бизнес-процесса (выход) как СМО будет выступать уже составленная и выполненная проектно-сметная документация, определяемая по количественным показателям, которые также соответствуют требованиям заказчика, согласно регламенту организации.

Также модель бизнес-процесса составления сметной документации нефтегазовой организации может быть представлена рядом показателей, таких как число каналов m , интенсивность потока заявок λ , производительность каждого канала (среднее число заявок k , где происходит обслуживание канала в единицу времени), условия образования очереди (существуют или нет ограничения в системе). Система может быть представлена и описана как некое оборудование с определенным коэффициентом использования (загрузки), чаще обозначаемым как ρ . Данные показатели могут быть описаны математическими выражениями, которые используются для вычисления характеристик отдельных операций бизнес-процесса.

В ходе проведения исследования были получены бизнес-функции данного бизнес-процесса, которые можно будет рассмотреть как разомкнутые системы массового обслуживания [5–7]: показатели вероятности состояний исследуемого бизнес-процесса, а также количественные и экономические показатели.

Для описания поведения бизнес-процесса составления сметной документации используются основные математические выражения показателей вероятности и количественных показателей, которые основаны на теории массового обслуживания.

Коэффициент использования системы (загрузки)

$$U = \rho(1 - P_{отк}). \quad (1)$$

Среднее число заявок на обслуживании или среднее число занятых каналов

$$\bar{S} = mU. \quad (2)$$

Среднее число заявок в системе

$$\bar{k} = \bar{q} + \bar{S}. \quad (3)$$

Пропускная способность системы

$$\gamma = \lambda \bar{S} \quad (4)$$

или

$$\gamma = \lambda(1 - P_{отк}). \quad (5)$$

Формула Литтла или среднее время пребывания заявки в очереди

$$\bar{w} = \frac{\bar{k}}{\gamma}. \quad (6)$$

Среднее время пребывания заявки в системе

$$\bar{t} = \bar{w} + \bar{x}. \quad (7)$$

Выражения (1)–(7) могут применяться для вычисления характеристик любых разомкнутых систем массового обслуживания, где нет зависимости от количества каналов, закона распределения времени обслуживания потока заявок и т. д. В СМО разомкнутого типа без ограничений на очередь могут применяться коэффициент использования системы (загрузки)

$$U = \rho, \quad (8)$$

пропускная способность

$$\gamma = \lambda. \quad (9)$$

Такие коэффициенты, как вероятность простоя P_0 , вероятность отказа $P_{отк}$ и средняя длина очереди \bar{q} , могут рассчитываться иначе в зависимости от типа СМО (в нашем случае это СМО с ограничением на длину очереди).

Вероятность простоя

$$P_0 = \frac{1}{\sum_{i=0}^m \frac{\rho^i}{i!} + \frac{\rho^{m+1}}{m!(m-\rho)} \left(1 - \left(\frac{\rho}{m}\right)^n\right)}, \quad (10)$$

где m — количество каналов системы; n — максимально допустимое количество заявок в очереди.

Вероятность отказа в обслуживании

$$P_{отк} = \frac{\rho^{m+n}}{m!m^n} \cdot P_0. \quad (11)$$

Средняя длина очереди

$$\bar{q} = \frac{\rho^m \left(\frac{\rho}{m} - (n+1)\left(\frac{\rho}{m}\right)^{n+1} + n\left(\frac{\rho}{m}\right)^{n+2}\right)}{m! \left(1 - \left(\frac{\rho}{m}\right)^2\right)}. \quad (12)$$

На основе рассмотренных выше основных показателей вероятности работы бизнес-процесса и его количественных показателей могут также быть рассчитаны

экономические показатели, характеризующие эффективность их работы. Более того, это те самые характеристики, которые реально могут представить состояние как по доходам, так и по расходам результатов производственной деятельности компании или организации. Стоит также отметить, что расчет данных экономических характеристик всегда зависит от точной постановки задачи. Тогда экономические показатели исследуемого бизнес-процесса могут быть представлены следующими выражениями: выручка от исполнения бизнес-процесса заказов в течение времени T

$$V = \gamma CT, \quad (13)$$

где γ — пропускная способность бизнес-процесса; C — выручка от исполнения одного заказа; расчет текущих затрат (обслуживание заказов в системе m -службами в течение времени T)

$$Z_{обсл} = \gamma C_{обсл} T, \quad (14)$$

где $C_{обсл}$ — затраты, которые связаны с обслуживанием одного заказа.

Приведенные математические выражения являются основой для полученной математической модели бизнес-процесса разработки сметной документации. Данное представление (см. рис. 2) учитывает все особенности работы бизнес-процесса составления сметной документации, начиная от входной информации до получения конечного продукта. Модель с ее математическим аппаратом является системой и может меняться в зависимости от необходимых факторов модернизации проектной деятельности.



Рис. 2. Структурно-логическое представление бизнес-процесса составления сметной документации строительно-сметного отдела организации на основе теории массового обслуживания

Не стоит также забывать о применении некоторых ограничений при разработке данной модели бизнес-процесса. С некоторым приближением можем предположить, что в моделируемом процессе текущий поток заказов является пуассоновским на входе в процесс. Стоит отметить из теории вероятности и теории случайных процессов, что использование пуассоновского потока предоставляет наиболее жесткие требования к существующим системам обслуживания. Непосредственно сама модель операций бизнес-процесса тоже будет учитывать ограничение на длину очереди. Для данного бизнес-процесса указанного типа в существующей очереди может находиться не более n заказов.

Из этого следует, что если заказ поступает на обслуживание бизнес-процессом в тот момент, когда в очереди уже существуют те самые n заказов, то он не будет обслуживаться и, соответственно, не будет допускаться в очередь. Для данного бизнес-процесса, представленного в виде СМО, также может существовать такое число обслуживающих приборов m , где добавление хоть на одну единицу может привести к тому, что затраты на компенсацию потерь не превышают прибыль от их введения. Но при внедрении одной дополнительной службы (обслуживавший персонал, рабочее место) мы можем сделать вывод, что текущие затраты на обслуживание $Z_{\text{обсл}}$ в некоторой степени могут возрасти. Также следует подчеркнуть, что если затраты при введении одной дополнительной рабочей службы ($m + 1$) оставить на том же уровне, как и при m , то может произойти уменьшение затрат на каждую рабочую службу бизнес-процесса (заработная плата рабочих или основные средства на содержание текущего рабочего процесса). Очевидно предположить, что данное уменьшение затрат на индивидуальный вид рабочей службы может привести к риску их существенных потерь. Поэтому необходимо часть прибыли, которая была получена за счет внедрения этой службы, использовать на компенсацию возникающих потерь. Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что существенное увеличение числа обслуживающих в рамках данного процесса служб будет полезно до тех пор, пока затраты на компенсацию потерь не превышают прибыль от их введения. Данные нюансы будут также учтены в модернизации разработанной математической модели бизнес-процесса, для того чтобы процесс был более реальным моментом его работы.

Стоит заметить, что основная задача разрабатываемой модели (на основе теории массового обслуживания) должна будет сводиться к тому, чтобы установить рациональное и оптимальное соотношение между числом поступающих в проектно-строительный отдел требований и числом обслуживающих устройств. Данные критерии в задачи функционирования модели должны привести к минимизации суммарных расходов на обслуживание и снижению убытков от простоя каналов обслуживания [8, 9].

Данная модель станет основой авторской методики, которая будет в себя включать поэтапный анализ бизнес-процессов, где основная цель — определить оптимальные параметры функционирования системы. Таким образом, имитационная модель СМО будет представлять собой алгоритм, отражающий поведение СМО, то есть изменения состояния СМО во времени при заданных потоках заявок, поступающих на вход системы.

Разработанные концепции математического моделирования управления бизнес-процессом ориентируются на отдельный нефтегазовый проект строительства, то есть составление сметной документации и оценку затрат на проект. В зависимости от специфики и характеристик каждого проекта исходные данные разрабатываемой модели, а также ее структура и полученные результаты при проведении моделирования могут значительно меняться. Все эти изменения лишь влияют на получение первичных данных, которые должны будут обрабатываться не только в виде имитационной модели, но и также иметь все основы для качественной автоматизации процессов управления сметной документацией.

Таким образом, вышесказанное дает нам право при дальнейшем проведении исследования на детальную проверку модели на адекватность и дополнение модели критериями в условиях неопределенности. Условия неопределенности — очень важный фактор для успешности сметного просчета проекта на строительство. Нефтегазовая проектная отрасль несомненно выиграет от математических концепций управления экономически важных процессов, что даст тот мощный инструмент не только для его управления, но и для упрощения работы над этими процессами.

Библиографический список

1. Merrow E. W. Oil and Gas Industry Megaprojects: Our Recent Track Record // Oil and Gas Facilities. – 2012. – Vol. 1, Issue 2. – P. 38–42.
2. Vergidis K., Tiwari A. Business process analysis and optimization: beyond reengineering // IEEE Transactions on Systems, Man, Cybernetics — Part C: Application and Reviews: 1–14, 2008.
3. Хамидуллин Р. И., Сенкевич, Л. Б. О необходимости математического моделирования бизнес-процесса сметных расчетов при строительстве нефтегазовых объектов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 139–145.
4. Hamidullin R. I. Development peculiarities of mathematical business processes activity model forestimated design and construction organizations // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2017. – С. 414–415.
5. Захаркина Н. В. Совершенствование инструментов стратегического планирования на основе моделирования бизнес-процессов: Автореф. дис. канд. экон. наук. – Брянск, 2006. – 23 с.
6. Дубовицкая Е. А., Ткаченко М. А. Существующие проблемы оценки стоимости нефтегазовых объектов // Вестник ПМСОФТ. – 2015. – № 11. – С. 16–20.
7. Концепция создания линейки программных продуктов для оценки затрат на разных стадиях реализации нефтегазовых проектов / С. В. Чижиков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 20–23.
8. Хамидуллин Р. И., Сенкевич Л. Б. Автоматизация работы инженера-сметчика строительного сметного отдела ООО «ТоболСтройСервис» // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11–1. – С. 110–114.
9. Управление стратегическим развитием жизнеспособных экономических систем: модели, механизмы и инструменты: моногр. / Т. Ю. Беликова [и др.] – Т. 2: Прикладные аспекты моделирования процессов управления стратегическим развитием жизнеспособных экономических систем. – Донецк, 2012. – 381 с.

Сведения об авторе

Хамидуллин Руслан Игоревич, аспирант, ассистент кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89829233070, e-mail: hamidullinri@tyuiu.ru

Information about the author

Khamidullin R. I., Postgraduate, Assistant at the Department of Cybernetic Systems, Industrial University of Tyumen, phone: 89829233070, e-mail: hamidullinri@tyuiu.ru

Машины, оборудование и обустройство промыслов

УДК 622.276.6

СТАТИСТИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ МЕЖДУ НЕРАВНОВЕСНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НЕФТЕЙ И СОДЕРЖАНИЕМ В НИХ ПАРАФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ STATISTICAL LINKAGE BETWEEN THE NON-EQUILIBRIUM CHARACTERISTICS OF OILS AND THE CONTENT OF PARAFFIN HYDROCARBONS IN THEM

М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов
M. D. Valeev, M. S. Gabdrakhimov, L. M. Zaripova, A. K. Zaripov

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский*

*Ключевые слова: парафины; смолы; асфальтены; скорость деформации;
петля гистерезиса; скорость сдвига; тиксотропные свойства жидкости
Key words: paraffins; resins; asphaltenes; strain rate; hysteresis loop; shear rate;
thixotropic properties of liquid*

Известно [1], что неравновесные свойства жидкости характеризуются снижением напряжений сдвига во времени в процессе ее деформации.

Наиболее наглядно это видно из графика зависимости напряжения сдвига при нарастающей скорости деформации с последующим ее снижением. На графике зависимости напряжения τ от скорости сдвига γ наблюдается петля гистерезиса (рис. 1).

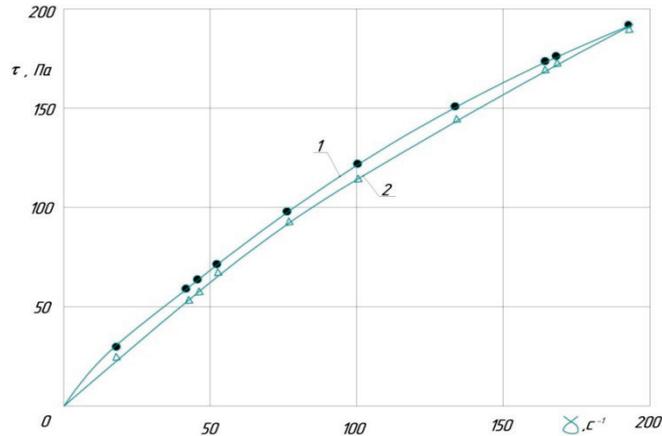


Рис. 1. Зависимость напряжения в жидкости на скорость деформации:
1 — прямой ход; 2 — обратный ход (обводненность 65 %)

Кривая 1, полученная для водонефтяной эмульсии Арланского месторождения Республики Башкортостан при нарастающей скорости деформации, расположилась над кривой 2, полученной при обратном ходе (убывающей скорости деформации).

Предложен параметр, характеризующий неравновесность жидкости и названный коэффициентом ее неравновесности,

$$\alpha = \frac{S_1 - S_2}{S_1}, \quad (1)$$

где S_1 — площадь под неравновесной кривой 1; S_2 — площадь под равновесной кривой 2.

Для практических расчетов величины α кривые 1 и 2 можно аппроксимировать общей зависимостью вида

$$\tau = \frac{\dot{\gamma}}{A\dot{\gamma} + B}, \quad (2)$$

где A и B — эмпирические коэффициенты.

В таком случае площади под кривыми 1 и 2 рассчитываются

$$S_1 = \int_0^{\dot{\gamma}_{max}} \tau_1 d\dot{\gamma}, \quad (3)$$

$$S_2 = \int_0^{\dot{\gamma}_{max}} \tau_2 d\dot{\gamma}, \quad (4)$$

где τ_1 и τ_2 — значения напряжений кривых 1 и 2. Значение $\dot{\gamma}_{max}$ соответствует 185 s^{-1} .

Значения коэффициентов A и B в формуле (2) для кривых 1 и 2 соответствуют величинам $2,15 \cdot 10^{-3}$; $1,68 \cdot 10^{-3}$ и $0,587$; $0,685$. Подставив эти значения и проинтегрировав (3) и (4), получим коэффициент неравновесности $K = 0,97$.

Таким образом, опуская промежуточные расчеты, установлено, что для Арланской нефтяной эмульсии при температуре измерений $20 \text{ }^\circ\text{C}$, атмосферном давлении и содержании парафина 3 % коэффициент неравновесности, характеризующий тиксотропные свойства, соответствует величине $0,97$ [2].

По описанной методике были определены коэффициенты неравновесности нефти различных горизонтов Чутырско-Киенгопского, Харьягинского и Таймурзинского месторождений с разным содержанием парафина. В таблице приведено содержание парафина, смол и асфальтенов в исследованных нефтях.

Физические свойства исследованных нефтей

Номер п/п	Месторождение, горизонт	Вязкость, МПа·с	Плотность, кг/м ³	Содержание, % вес		
				смола селикат.	асфальтенов	парафина
1	Арланское	30	892	20,0	2,9	3,0
2	Таймурзинское	32	912	21,0	2,7	3,1
3	Харьягинское	217	920	4,50	0,7	5,9
4	Чутырско-Киенгопское					
4.1	Верейский	3,40	906	23,2	7,45	5,60
4.2	Башкирский	39,2	884	19,8	5,51	3,61
4.3	Тульский	118,2	915	18,3	4,90	3,29
4.4	Бобриковский	180,0	924	14,6	5,00	6,60
4.5	Турнейский	67,7	911	15,5	3,45	4,67

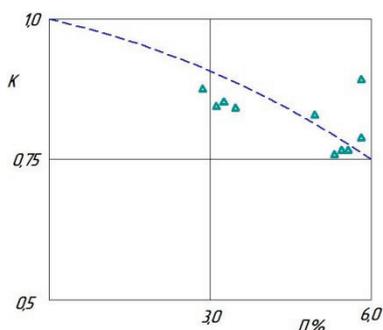


Рис. 2. Зависимость коэффициента неравновесности от содержания парафина в нефти

На рисунке 2 показана зависимость коэффициента неравновесности от содержания парафина в нефти. Видно, что с ростом содержания парафина в нефти с повышенной вязкостью коэффициент неравновесности уменьшается, то есть тиксотропные свойства жидкости усиливаются.

В состоянии деформации напряжения в жидкости постепенно снижаются за счет тиксотропной деструкции парафино-содержащих нефтей. При постоянных скорости деформации и температуре напряжение сдвига со временем в конечном итоге стабилизируется. Степень снижения напряжения сдвига во времени зависит от интенсивности деформации, то есть от скоростей сдвига.

На рисунке 3 показана динамика снижения напряжений сдвига в нефти Харьягинского месторождения во времени при скоростях сдвига 30, 70 и 140 с⁻¹, полученная с помощью самопишущего прибора Н 3021-4 реовискозиметра «Реотест-2».

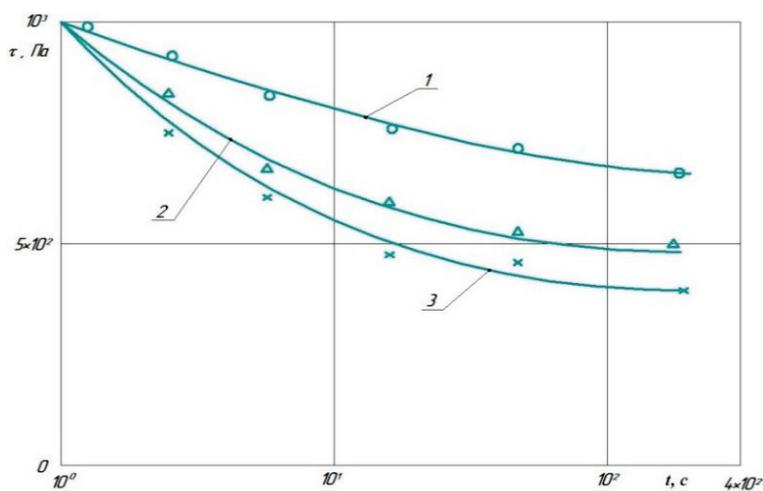


Рис. 3. Динамика снижения напряжений сдвига во времени в нефти Харьягинского месторождения при скоростях сдвига: 1 — 30с⁻¹; 2 — 70с⁻¹; 3 — 140 с⁻¹

На рисунке 4 показана зависимость стабилизированной величины τ_{min} от скорости деформации $\dot{\gamma}$.

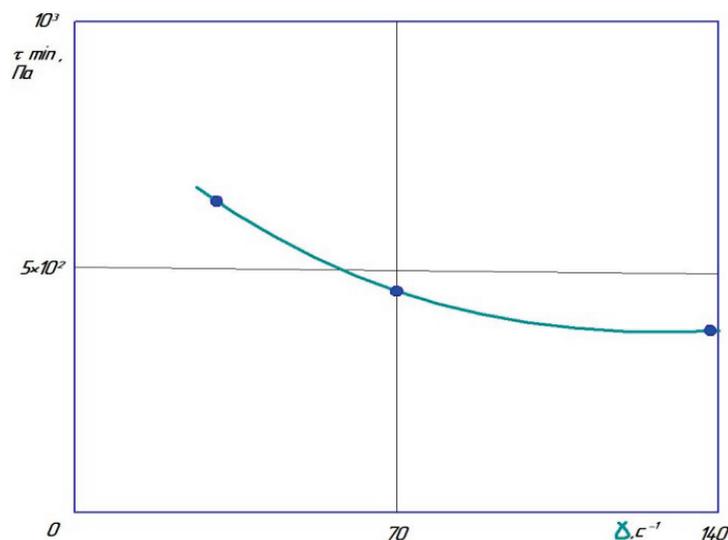


Рис. 4. Зависимость стабилизированного напряжения от скорости деформации

Период полной релаксации напряжений в экспериментах с нефтью Харьягинского месторождения находится в интервале $10^2-4 \cdot 10^2$ с в зависимости от скорости сдвига, достигаемого в измерительной системе реовискозиметра. С ростом скорости деформации период релаксации уменьшается.

Проведены исследования повторной деформации жидкости после проведения прямого и обратного ходов, то есть после полученной петли гистерезиса (рис. 5).

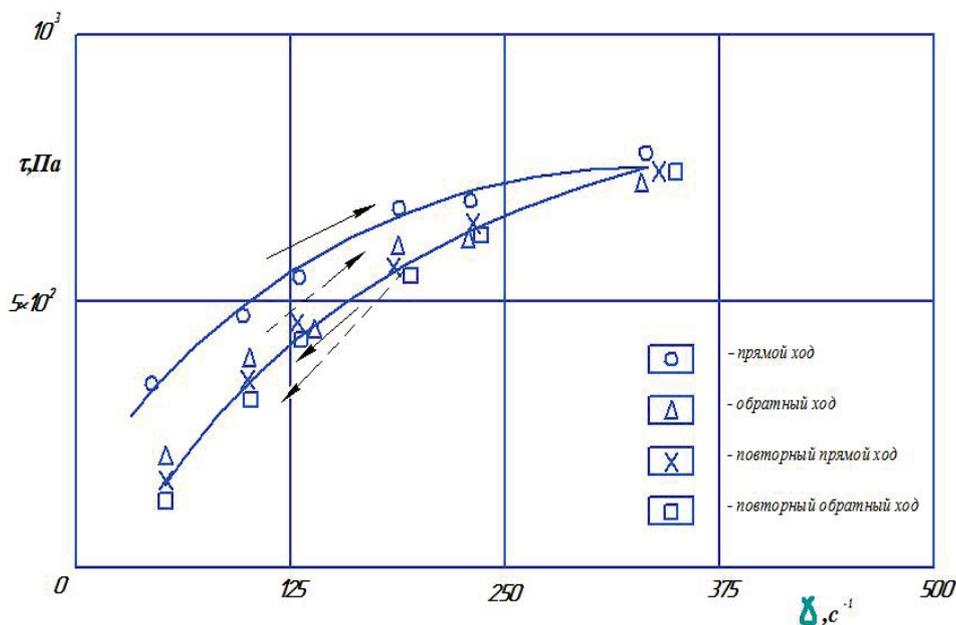


Рис. 5. Зависимость напряжения от скорости деформации в прямых и обратных ходах реовискозиметра

Исследования проведены на нефти Харьягинского месторождения в диапазоне скоростей сдвига $0\text{--}350\text{ с}^{-1}$. Методика эксперимента состояла из измерений напряжений сдвига при нарастающей и убывающей скоростях деформации нефти с помощью прибора «Реотест-2». После получения петли гистерезиса производились повторные измерения напряжений при прямом и обратном ходах без остановки прибора, то есть без «отдыха» нефти.

Эксперименты показали, что при повторном прямом ходе опытные точки почти легли на первоначальную кривую обратного хода, а обратные ходы в обоих циклах повторили друг друга.

Полученные результаты имеют важное прикладное значение. Тиксотропная жидкость после деформации сохраняет свои реологические характеристики в отсутствии покоя. Иными словами, жидкость обладает некой «памятью» достигнутой ранее деструкции. Таким образом, если произвести обработку жидкости механически или с помощью какого-либо поля, то степень ее неравновесности сохранится, если не производить остановку деформации, то есть не переводить жидкость на какое-то время в состояние покоя и не давать возможности ей «отдохнуть». Это приведет к снижению гидравлических сопротивлений в трубопроводах [3–10]. Одним из способов механической обработки может стать предварительное воздействие вибрационными полями на продукцию скважин. При этом приводом вибратора может явиться набегающий поток жидкости в трубопроводе.

Библиографический список

1. Уилкинсон У. Л. Неньютоновение жидкости. – М.: Мир. – 1964. – 216 с.
2. Ахмадеев А. Г. Неравновесные характеристики нефти и методы борьбы с ними: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Уфа, ИПТЕР. – 2002. – 24 с.
3. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промышленном трубопроводе / М. Д. Валеев [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22–27.
4. Зарипова Л. М., Зарипов А. К. Техника и технология очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромыслового оборудования. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 167 с.
5. Зарипова Л. М. Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10–2. – С. 117–120.
6. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб / Л. М. Зарипова [и др.] // Сборник научных трудов Sworld. – 2013. – Т. 14, № 4. – С. 30–37.
7. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) / А. Н. Миннивалеев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 218–226.
8. Зарипова Л. М., Исмагилов Р. Р. Повышение эффективности очистки скважинного оборудования УСПН от АСПО // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2014. Сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.). – 2014. – С. 343–348.
9. Зарипова Л. М., Матвеев Ю. Г. Разработка и промышленные испытания пульсатора для удаления парафиноотложений из нефтепромысловых труб // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 3. – С. 13–16.
10. Патент на изобретение № 2442876 РФ. E21B 21/10. Вибратор / Габдрахимов М. С., Зарипова Л. М., Зарипов А. К. – № 2010108855/03; заявл. 09.03.2010; опубл. 20.02.2012, Бюл. № 5.

Сведения об авторах

Валеев Марат Давлетович, д. т. н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, ООО «НППВМ Система», e-mail: vm5943@mail.ru

Габдрахимов Мавлитзян Сагитьянович, д. т. н., профессор, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767) 65401, e-mail: npmo@mail.ru

Зарипова Лилия Мавлитзяновна, к. т. н., доцент, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: lilyabert31@mail.ru

Зарипов Альберт Камилевич, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: zak.albert2@yandex.ru

Information about the authors

Valeev M. D., Candidate of Engineering, Professor, Ufa State Petroleum Technical University, LLC «NPPVM System», e-mail: vm5943@mail.ru

Gabdrakhimov M. S., Candidate of Engineering, Professor, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767) 65401, e-mail: npmo@mail.ru

Zaripova L. M., Candidate of Engineering, Associate Professor, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)65401, e-mail: lilyabert31@mail.ru

Zaripov A. K., Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)65401, e-mail: zak.albert2@yandex.ru

УДК 621.9.022:621.791.927

**ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ
ВЫСОКОХРОМИСТОГО КОМПЛЕКСНО ЛЕГИРОВАННОГО
НАПЛАВОЧНОГО СПЛАВА ЧУГУНА, РАБОТАЮЩЕГО
В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК
И ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР**

**STUDY OF THE STRUCTURE AND PROPERTIES OF HIGH-CHROMIUM
COMPLEX LEGATED SURFACING CAST IRON ALLOY OPERATING
UNDER SIGNIFICANT LOADS AND HIGH TEMPERATURES**

А. А. Галинский, В. С. Прошин, В. Н. Кусков

A. A. Galinsky, V. S. Proshin, V. N. Kuskov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: наплавка; чугун; высокохромистый сплав; наплавочная порошковая лента
Key words: surfacing; cast iron; high-chromium alloy; surfacing powder tape

В данной работе изложены результаты исследований структуры, влияния наиболее распространенных электродов и порошковых лент для сварки и наплавки высоколегированных сталей и типов источников питания на состав наплавленного металла.

Цель исследований — разработка методики определения оптимальных режимов наплавки, типа и марок наплавочных порошковых лент для изготовления и ремонта лотка засыпного аппарата доменной печи, а также аналогичных конструкций.

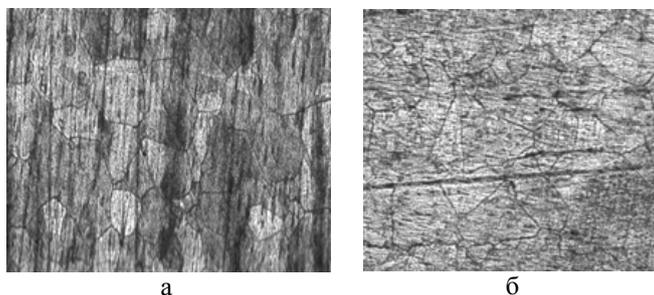
Достижению поставленной цели способствовало сочетание теоретических, экспериментальных и вычислительных методов исследования. Работу выполняли в лабораторных условиях на базе предприятия ЗАО ИПФ «Вектор».

Наряду с традиционными использовали инверторный источник питания. Применяли следующие современные методики и оборудование: рентгенофлуоресцентный анализ (РФА) со спектрометром X-MET 5 000 и растровую электронную микроскопию Fischerscope XRAY XDV-SDD, JSM 6490 [1].

Использовали металлографический метод, измерения механических и электрических характеристик.

Наплавку выполняли в два прохода пластинами сталей 12X18H10T (рис. 1 а) и 20X13 (рис. 1 б) размерами 70 х 50 х 8 мм. Хромо-никель-титановая сталь имеет аустенитную структуру, жаропрочная сталь 20X13 — мартенситную или бейнитную в зависимости от скорости охлаждения. Их заготовки сваривали встык.

Плотность сплавов при 20 °С составляет 7,92·10³ кг/м³ у стали 12X18H10T и 7,76·10³ кг/м³ у стали 20X13.



*Рис. 1. Структура металла исследуемого образца (увеличение в 400 раз):
а) 12X18H10T; б) 20X13*

Для определения химического состава наплавленного металла, электродного стержня и покрытия использовали РФА зачищенного шва на спектрометре X-MET 5 000 с пакетом программ X MET. Источником возбуждения служила рентгеновская трубка с родиевым анодом PW 1404/00 (напряжение — 60 кВ, сила тока — 50 мА). Время на определение одного элемента на глубине 0,1–0,5 мм от поверхности составляло около 1 мин.

Для исследования были выбраны электроды ЦЛ-9, УОНИ-13\НЖ и порошковая лента ПЛ-НП 450Х20Б7МВ2Ф Б-У [2] при соединении пластин из стали 20Х13, а также электроды ОЗЛ-8, ОК-61.30 и Fej ER-308 — при соединении пластин из стали 12Х18Н10Т. Эти электроды наиболее широко применяются в различных отраслях промышленности. Сварка всех соединений выполнялась на постоянном токе обратной полярности с различными режимами: сила тока 60 А, 80 А, 100 А и 120 А [3].

Для определения влияния типа источников питания и электродов была разработана специальная методика.

Использовали следующий порядок подготовки деталей:

1. Выбор и разметка стандартного листа с учетом ширины реза 3 мм, марки стали, толщины, ориентации и размеров заготовок для сварки 70 x 60 (металлическая линейка ГОСТ 427-70).

2. Плазменная резка заготовок 70 x 60 с применением агрегата «Сварог» CUT-40В.

3. После предварительной разметки (металлическая линейка ГОСТ 427-70) опиливание зон термического влияния 5 мм с помощью ленточнопильного станка по металлу. В процессе опиливания необходимо проводить охлаждения несколько раз, не допуская перегрева пластин выше 623 К (350 °С).

4. Предварительный подогрев до температуры 623 К (350 °С) готовых образцов стали марки 20Х13 перед наплавкой посредством помещения в термическую печь САО 14.3.6/5С2. Максимальная температура печи — 500 °С. Установленная мощность — 55 кВт [4].

5. Наплавку соединений необходимо выполнить по требованиям ГОСТ Р ИСО 857-1-2009. В процессе сварки фиксировать силу сварочного тока с помощью амперметра DC 0-200 В 200А, техника выполнения первого слоя с обратными поступательными движениями для получения наилучшего провара корня шва.

6. Образцы наплавленного металла остудить до комнатной температуры.

7. Удаление шлаковой корки с поверхности облицовочного шва выполнить шлакоотделителем.

8. Заготовки для шлифования вырезать в поперечном сечении сварных швов в 30 мм от края образцов.

9. В различных точках площади шлифа определить химический состав наплавленного металла, делая не менее 5 замеров равномерно по высоте шва. Зафиксировать содержание легирующих элементов, используя спектрометр X-MET 5000 и прилагаемую к нему инструкцию.

10. Выполнить фотографирование характерных участков наплавленного и исходного металла, а также мест их соприкосновения.

11. Рассчитать эффективную тепловую мощность источника $Q_{\text{э}}$ нагрева по формуле [1] $Q_{\text{э}} = \eta UI$, где η — КПД сварной дуги; U — напряжение на дуге, В; I — сварочный ток, А.

12. Построить графики зависимости содержания легирующих элементов в наплавленном металле от $Q_{\text{э}}$, рассчитать коэффициенты регрессии и выполнить анализ результатов. Принять во внимание погрешность измерений.

Выводы

Поскольку в наплавленный металл одновременно переходят несколько элементов, взаимодействуя с кислородом, мы приняли во внимание все возможные индивидуальные реакции основных реагентов с кислородом, а также учли их взаимовлияние.

Учитывая, что оксиды «чужих» элементов не растворяются в железе, а кислород в железе растворяется незначительно, они образуют собственную фазу в виде включений. Примем активность оксидов (вводимых в наплавленный металл элементов и FeO) равную 1.

Стоит отметить видимое уменьшение зоны термического влияния по мере приближения к верхней поверхности пластины в результате увеличения ширины разделки кромок.

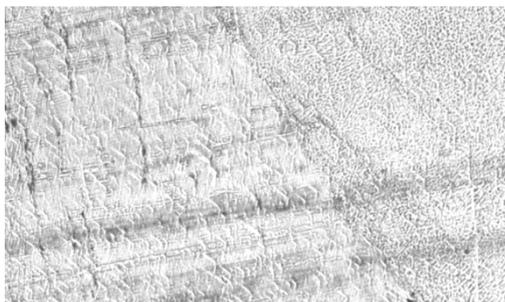


Рис. 2. Фото сварного соединения стали 12X18H10T

В нижней части верхнего слоя в центре фотографии (рис. 2) виден след всплывшего пузырька. В области соединения трех слоев (рис. 3) возникает опасность зарождения усталостной трещины.



Рис. 3. Наложение слоев в сварном соединении стали 12X18H10T

На процесс перехода легирующих элементов в наплавленный металл влияют окисление элементов, разбрызгивание и испарение [5].

Исследования изнашивания наплавленных слоев в исходном состоянии показали, что весовой износ по глубине изменяется весьма сложным образом в различных ее структурных зонах [2].

В ходе проведенного исследования было установлено следующее:

1. Наибольшим сопротивлением абразивному износу обладает мелкозернистая средняя зона [2].
2. Установлен характер структурных превращений при нагреве металла наплавки [2].
3. На интенсивность абразивного износа металла наплавки существенное

влияние оказывает вид микроструктуры материала. Наибольшая износостойкость наблюдается у наплавки с мелкоигольчатой структурой, включающей первичные карбиды [2].

4. Получены значения параметра интегральной износостойкости металла наплавки $K_{инт}$ [5].

- Для исходного состояния $K_{инт} = (1,05 \pm 0,04) \text{ г/см}^2 \cdot \text{час}$.
- После отжига $K_{инт} = 1,45 \text{ до } 2,89 \text{ г/см}^2 \cdot \text{час}$.
- Закалка от 900°C не только благоприятно сказывается на структуре материала и его твердости, но и способствует существенному увеличению параметра интегральной износостойкости до уровня $K_{инт} = 0,58 \text{ г/см}^2 \cdot \text{час}$.

Библиографический список

1. Кусков В. Н., Мамадалиев Р. А., Обухов А. Г. Переход легирующих элементов в наплавленный металл при сварке стали 12Х18Н10Т // *Фундаментальные исследования*. – 2013. – № 11–9. – С. 1794–1797.
2. Структура и свойства высоколегированного наплавочного сплава, работающего в условиях термоциклирования / Д. М. Левин [и др.] // *Известия Тульского государственного университета. Серия: Физика*. – 2004. – С. 1–15.
3. Ремонт изношенных изделий с применением порошковых лент / В. Н. Кусков [и др.] // *Научный альманах*. – 2014. – № 1 (1). – С. 211–214.
4. Мамадалиев Р. А., Кусков В. Н., Галинский А. А. Влияние источника нагрева на легирование наплавленного металла при получении соединений высоколегированных сталей // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 11–3. – С. 515–518.
5. Прогнозирование химического состава металла, наплавленного электродами с рутиловым и ильменитовым покрытиями / И. К. Походня [и др.] // *Автоматическая сварка*. – 1976. – № 7. – С. 1–4.

Сведения об авторах

Галинский Андрей Александрович, ассистент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199486170, e-mail: Don-Andre-1990@yandex.ru

Прошин Владимир Спартакович, студент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89324782388, e-mail: v.s.proshin@gmail.com

Кусков Виктор Николаевич, д. т. н., профессор кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129239950, e-mail: vnkuskov@yandex.ru

Information about the authors

Galinsky A. A., Assistant at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 89199486170, e-mail: Don-Andre-1990@yandex.ru

Proshin V. S., Student at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 89324782388, e-mail: v.s.proshin@gmail.com

Kuskov V. N., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 89129239950, e-mail: vnkuskov@yandex.ru

УДК 621.438:622.691.4.052.006

АДАПТИВНАЯ ПРИВЕДЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА ADAPTIVE REDUCED CHARACTERISTIC OF CENTRIFUGAL BLOWERS OF NATURAL GAS

С. И. Перевошиков

S. I. Perevoschikov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: центробежные нагнетатели; приведенные характеристики; параметрическая диагностика

Key words: centrifugal blowers; reduced characteristic; parametric diagnostics

Центробежные нагнетатели являются основным средством доставки природного газа его многочисленным потребителям, и от эффективности их эксплуатации существенно зависят надежность и результативность работы как отдельных газовых магистралей, так и газотранспортных систем в целом.

Эффективность работы данных машин достигается различными средствами, но главным образом эксплуатацией в соответствии с их техническими характеристиками. Для этого используются приведенные характеристики нагнетателей, пред-

ставляющие зависимость основных эксплуатационных показателей машин, какими являются их степень сжатия ε_n , относительная приведенная внутренняя мощность $[N_i/\rho_{г0}]_{пр}$ и политропический КПД $\eta_{пол}$, от параметров, определяющих режимы работы нагнетателей, — приведенной производительности $[Q]_{пр}$ и приведенного числа оборотов роторов нагнетателей $[n_n/n_{но}]_{пр}$.

Используемые в настоящее время приведенные характеристики в полной мере отвечают только потребностям проектной практики, применение их в эксплуатационной сфере связано с рядом сложностей. Сложности вызывает в первую очередь их «статичность», то есть соответствие только определенному техническому состоянию машин, а именно исходному, новому состоянию, при котором их получают. Ориентация на такие характеристики при эксплуатации нагнетателей, в ходе которой машины подвергаются износу, и их характеристики изменяются, что делает управление транспортом газа достаточно проблематичным. Другой, также существенный недостаток приведенных характеристик — их графический вид. Он не допускает использование характеристик в автоматических системах управления технологическими процессами (АСУ ТП) газотранспортных систем, несмотря на значимость содержащейся в них информации для управленческого процесса. Для АСУ ТП, базирующихся на цифровых технологиях, требуется аналитическая версия характеристик.

Таким образом, для более полного использования приведенных характеристик, особенно в эксплуатационной сфере, необходимо решить две задачи. Первая заключается в переводе характеристик из их исходного графического вида в вид аналитический, вторая — в придании аналитической форме адаптивных свойств, то есть способности изменяться в зависимости от износа машин. Данные задачи в некоторой степени решены в работах [1, 2], где рассматриваемым характеристикам придается адаптивный вид. При этом в первой работе перевод основной зависимости $\varepsilon_n = f([Q]_{пр}; [n_n/n_{но}]_{пр})$ из графического вида в аналитический производится с погрешностью в 1,48 % для неполнонапорных нагнетателей и 2,00 % — для полнонапорных машин. В работе [2] перевод $\varepsilon_n = f([Q]_{пр}; [n_n/n_{но}]_{пр})$ уточняется с достижением погрешности 0,9 и 1,5 % для указанных типов нагнетателей при одном способе уточнения и до десятых долей процента для обеих разновидностей машин — при другом, также рассмотренном в работе [2].

Согласно исследованиям [4], степень сжатия неполнонапорных нагнетателей в ходе эксплуатации машин может изменяться на 0,79 %, а полнонапорных — на 1,55 % (при снижении политропического КПД машин в результате их износа на 3 %). Полученные в работах [1, 2] аналитические выражения для характеристик $\varepsilon_n = f([Q]_{пр}; [n_n/n_{но}]_{пр})$ имеют погрешность, соизмеримую с отмеченными цифрами. Это обстоятельство делает выражения [1, 2] малопригодными для АСУ ТП газотранспортных систем в связи с приблизительным отражением ими текущих значений степени сжатия нагнетателей. Необходимо получение более точной аналитической зависимости $\varepsilon_n = f([Q]_{пр}; [n_n/n_{но}]_{пр})$. Для этого следует обратиться к теории компрессорных машин. В частности, к выражению (1) для определения внутренней мощности нагнетателя N_i и к методике¹ для расчета этого же параметра с использованием приведенной внутренней мощности $[N_i/\rho_{г0}]_{пр}$.

$$N_i = \frac{M \cdot L}{\eta_{пол}}, \quad (1)$$

$$L = \frac{k \cdot \eta_{пол}}{(k-1)} \cdot z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1} \cdot (\varepsilon_n^{\frac{k-1}{k}} - 1),$$

¹ ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Введ. 1986-01-01. – М., 1986. – 222 с.

где M — массовый расход газа через нагнетатель; L — удельные затраты энергии на сжатие 1 кг газа; $T_{н1}$ — абсолютная температура газа на входе нагнетателя; $Z_{н1}$ — коэффициент сжимаемости газа при условиях на входе в нагнетатель; $R_{н1}$ — газовая постоянная компримируемого газа; k — показатель адиабаты компримируемого газа.

По методике² внутренняя мощность нагнетателя N_i находится с использованием приведенной внутренней мощности $[N_i/\rho_{zo}]_{np}$.

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_{zo}} \right]_{np} \cdot \rho_{н1} \cdot \left[\frac{n_n}{n_{но}} \right]_{np}^3, \quad (2)$$

где $\rho_{н1}$ — плотность компримируемого газа при условиях на входе нагнетателя; $[n_n/n_{но}]_{np}$ — приведенное число оборотов ротора нагнетателя; n_n и $n_{но}$ — текущее и номинальное число оборотов ротора нагнетателя.

Подставим в (2) вместо $[N_i/\rho_{zo}]_{np}$ значение данного параметра по зависимости (3) [1, 2], аппроксимирующей кривую $[N_i/\rho_{zo}]_{np} = f(Q_{np})$ приведенной характеристики нагнетателя, а плотность газа $\rho_{н1}$ раскроем через уравнение состояния газа. В результате получим (4).

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{zo}} \right]_{np} = [a_N \cdot Q_{np}^2 + b_N \cdot Q_{np} + c_N], \quad (3)$$

где Q_{np} — приведенная производительность нагнетателя; a_N , b_N и c_N — коэффициенты аппроксимации.

$$N_i = [a_N \cdot Q_{np}^2 + b_N \cdot Q_{np} + c_N] \cdot \frac{P_{н1}}{Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1}} \cdot \left[\frac{n_n}{n_{но}} \right]_{np}^3. \quad (4)$$

По (1) мощность N_i равна

$$N_i = \frac{k}{(k-1)} \cdot P_{н1} \cdot Q_v \cdot (\varepsilon_n^{k \cdot \eta_{пол}} - 1). \quad (5)$$

При получении (5) массовый расход газа M , содержащийся в (1), представлялся произведением $(\rho_{н1} \cdot Q_v)$, где Q_v — объемная производительность нагнетателя при условиях на его входе, а плотность $\rho_{н1}$ раскрывалась с использованием уравнения состояния газа.

Зависимости (4) и (5) дают определение одной и той же величины, поэтому их правые части равны

$$[a_N \cdot Q_{np}^2 + b_N \cdot Q_{np} + c_N] \cdot \frac{P_{н1}}{Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1}} \cdot \left[\frac{n_n}{n_{но}} \right]_{np}^3 = \frac{k}{(k-1)} \cdot P_{н1} \cdot Q_v \cdot (\varepsilon_n^{k \cdot \eta_{пол}} - 1). \quad (6)$$

Решение (6) относительно ε_n дает искомый аналитический вид характеристики $\varepsilon_n = f([Q]_{np}; [n_n/n_{но}]_{np})$. При этом данная характеристика может быть представлена в нескольких вариантах.

$$\varepsilon_n^{k \cdot \eta_{пол}} = 1 + \frac{(k-1)}{k} \cdot \frac{[a_N \cdot Q_{np}^2 + b_N \cdot Q_{np} + c_N]}{Q_v \cdot (Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1})} \cdot \left[\frac{n_n}{n_{но}} \right]_{np}^3; \quad (7)$$

$$\varepsilon_n^{k \cdot \eta_{пол}} = 1 + K_{нк} \cdot \frac{[a_N \cdot \bar{n}_n \cdot Q_v^2 + b_N \cdot \bar{n}_n^2 \cdot Q_v + c_N \cdot \bar{n}_n^3]}{Q_v \cdot (Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1})^{2,5}}; \quad (8)$$

² Там же.

$$\varepsilon_n^{(k-1)} = 1 + \frac{(k-1)}{k} \cdot \frac{[a_N \cdot Q_{np}^2 + b_N \cdot Q_{np} + c_N]}{Q_{np} \cdot \frac{(Z_{n1} \cdot R_{n1} \cdot T_{n1})^{2,5}}{(Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})^{1,5}}} \cdot \left(\frac{n_n}{n_{no}}\right)^2, \quad (9)$$

$$K_{nk} = \frac{(k-1)}{k} \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np1})^{1,5}; \bar{n}_n = \frac{n_n}{n_{no}},$$

где Z_{np}, R_{np} и T_{np1} — приведенные значения коэффициента сжимаемости газа, газовой постоянной и температуры газа на входе нагнетателя (даются на приведенных характеристиках).

Все варианты характеристики $\varepsilon_n = f([Q]_{np}; [n_n/n_{no}]_{np})$, то есть (7)–(9), обладают адаптивными свойствами — изменяются адекватно износу нагнетателей. Эти свойства придаются присутствующему в них политропическому КПД $\eta_{пол}$, который зависит от износа машин [3], и его текущие значения поддаются оценке по методике [4].

На основе совокупных сведений по $\eta_{пол}$, содержащихся в работах [3, 4], получается зависимость (10) для расчета $\eta_{пол}$ по результатам параметрической диагностики нагнетателей [1, 2].

$$\eta_{пол} = a_\eta \cdot Q_{np}^2 + b_\eta \cdot Q_{np} + c_\eta - (\eta_{пол.о} - \eta_{пол}^*), \quad (10)$$

где a_η, b_η и c_η — коэффициенты аппроксимации зависимости $\eta_{пол} = f(Q_{np})$ приведенной характеристики нагнетателя; $\eta_{пол.о}$ и $\eta_{пол}^*$ — паспортное и оценочное значения политропического КПД нагнетателя.

Оценочное значение КПД $\eta_{пол}^*$ находится по результатам параметрической диагностики нагнетателя, методика которой изложена в работе [4].

Приведенные характеристики нагнетателей в их адаптивном аналитическом виде представляют зависимости (3), (7)–(9) и (10), из которых (3) и (10) можно получить с помощью программного продукта Microsoft Excel.

Как показывают расчеты, выполненные для нагнетателей 370-14-1/370-15-1, 520-12-1, PCL-1002 и 235-21-1, представляющих почти все разновидности используемых в газовой промышленности технологических компрессорных машин, выражения (3) и (10) полностью соответствуют их графическим прототипам. Более сложные зависимости (7)–(9) также обладают этим качеством. Оно достигается за счет регулируемости погрешности (7)–(9). Необходимая точность этих выражений достигается за счет аппроксимирования зависимостей $[N_i/\rho_{zo}]_{np} = f(Q_{np})$ с требуемой достоверностью. Для этого достаточно оперировать возможно большим количеством данных по $[N_i/\rho_{zo}]_{np}$ и Q_{np} .

Таким образом, практическая идентичность зависимостей (3), (7)–(9) и (10) по количественным показателям приведенным характеристикам нагнетателей позволяет использовать эти зависимости в АСУ ТП газотранспортных систем.

Для соблюдения в (7)–(9) единства размерности всех содержащихся в них величин характеристики $\left[\frac{N_i}{\rho_{zo}}\right] = f(Q_{np})$ и $\eta_{пол} = f(Q_{np})$ должны аппроксимироваться с использованием $\left[\frac{N_i}{\rho_{zo}}\right]$ и Q_{np} в размерностях, отличных от тех, в которых они присутствуют на исходных приведенных характеристиках: отношение $\left[\frac{N_i}{\rho_{zo}}\right]$ — в размерности Вт/(кг/м³), производительность Q_{np} — в м³/с. Остальные параметры в (7)–(9) имеют следующие размерности: объемная производительность нагнетателя при условиях на его входе Q_v — м³/с; газовая постоянная компримируемого газа и ее приведенное значение R_{n1} и R_{np} — Дж/(кг·К); давление газа на входе нагнетателя P_{n1} — Н/м²; температура компримируемого газа на входе нагнетателя и ее приведенное значение T_{n1} и T_{np} — К; комплексный показатель адиабаты компримируемого газа $(k-1)/k$ согласно данным ³ равен 0,235.

³ ОНТП 51-1-85.

Библиографический список

1. Перовощиков С. И. Адаптация приведенных характеристик нагнетателей природного газа к техническому состоянию машин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 100–105.
2. Перовощиков С. И. Уточнение приведенных характеристик центробежных нагнетателей в их аналитическом виде // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2. – С. 94–100.
3. Перовощиков С. И. Коррекция приведенных характеристик центробежных нагнетателей по результатам параметрической диагностики машин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6. – С. 78–83.
4. Перовощиков С. И. Параметрическая диагностика технического состояния центробежных нагнетателей природного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 97–104.

Сведения об авторе

Перовощиков 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

Материаловедение и технологии конструкционных материалов

УДК 669

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КАРБИДООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ОТПУСКЕ ВАНАДИЕВЫХ СТАЛЕЙ THERMODYNAMIC CONDITIONS OF CARBIDE FORMING DURING TEMPERING OF VANADIUM STEELS

А. В. Афонаскин, А. Н. Венедиктов, И. М. Ковенский
A. V. Afonaskin, A. N. Venediktov, I. M. Kovenskiy

*Курганский государственный университет, г. Курган
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: термодинамика; кинетика; отпуск; ванадиевая сталь; карбид ванадия
Key words: thermodynamics; kinetics; temper; vanadium steel; vanadium carbide*

Ванадий широко используется для легирования стали. Он оказывает существенное влияние на ее свойства, образуя специальный карбид $VC_{0,88}$, который обеспечивает вторичную твердость в улучшаемых ванадиевых сталях. В связи с этим представляет значительный интерес рассмотрение термодинамических условий выделения карбида $VC_{0,88}$ при отпуске закаленной стали (0,85 ат.% С и 0,65 ат.% V).

Исследуемую сталь закаливали с 1 260 °С 5 часов и подвергали изотермическому отпуску (700 °С) различной длительности. Преципитаты, выделяющиеся в процессе отпуска, идентифицировали с помощью электронно-графического и рентгенографического анализа карбидных осадков и с помощью электронной микроскопии тонких фольг. Результаты показывают, что в начале отпуска выделяется цементит, затем цементит растворяется, и на электронно-микроскопических снимках тонких фольг видны выделения, разрешаемые только по деформационному контрасту ферритной матрицы. Рефлексов, отвечающих каким-либо карбидным фазам, не обнаружено. Эти факты свидетельствуют о том, что в рассматриваемый период отпуска в стали образуются зоны атомов ванадия типа зон Гинье — Престона (зон ГП). При длительности отпуска 1,25 часа зоны ГП не фиксируются, и обнаруживаются тонкодисперсные карбиды ванадия $VC_{0,88}$. По-видимому, углерод, поступающий из растворяющегося цементита, насыщает зоны ГП, и последние превращаются в карбиды $VC_{0,88}$.

Эксперименты с помощью гамма-резонансной спектроскопии образцов после отпуска различной длительности подтверждают результаты фазового анализа.

Определение условий выделения карбида $VC_{0,88}$ проводилось, исходя из общих термодинамических соотношений между активностью элементов в системе Fe–V–C, составом стали и температурой процесса. Активность ванадия в стали с 0,85 ат.% C и 0,65 ат.% V не определяли. Для расчета можно использовать данные об a_V в системе Fe–V [1] без учета влияния углерода на эту величину. Такое приближение не внесет существенной ошибки при малом содержании углерода [2].

При малых концентрациях ванадия в α -Fe коэффициент его активности γ_V^α постоянен и при 700 °C равен 0,106 [1] (экстраполируя данные [1] к низким температурам), то есть $\gamma_V^\alpha < 1$ — тенденция к образованию ближнего порядка. Определяем активность ванадия $a_V = \gamma_V^\alpha \cdot N_V = 0,106 \cdot 0,0059 = 0,000625$; активность углерода находим из выражения

$$\gamma_C = \gamma_C^\alpha \cdot f_C^V,$$

где $\lg \gamma_C^\alpha = \frac{5050}{T} - 3,52$; $\ln f_C^V = K_V \cdot N_V$; $K_V = 1,92 \cdot K_{Cr}$ [2].

Свободная энергия образования карбида ванадия, по данным В. И. Малкина и В. В. Покидышева, почти не зависит от его состава, поэтому для дальнейших термодинамических расчетов будут использованы данные о ΔG_{VC} из работы [3].

На рисунке представлена зависимость коэффициента активности углерода в ванадиевой стали γ_C^V от молярной доли ванадия N_V при $T = 973$ °K. При $N_V < 0,005$ коэффициент активности углерода $\gamma_C^V > 25$ — образование цементита термодинамически возможно. При $N_V > 0,005$ и $\gamma_C^V < 25$ — образование цементита термодинамически невозможно. Однако в стали с $N_V = 0,0059$ цементит образуется. По-видимому, такое образование происходит в областях, обедненных ванадием, где $N_V < 0,005$ и $\gamma_C^V > 25$.

Проведем термодинамическую оценку возможности выделения специального карбида $VC_{0,88}$ при 973 °K из полностью разупорядоченного твердого раствора Fe–V–C, каким является сталь с 0,65 ат.% V и 0,85 ат.% C после закалки. Из работ И. А. Томилина и Ф. П. Шора известно, что при условии

$\ln a_V \cdot a_C^{0,88} < \frac{\Delta G_{VC_{0,88}}}{RT}$ образование специальных карбидов невозможно, а при

$\ln a_V \cdot a_C^{0,88} > \frac{\Delta G_{VC_{0,88}}}{RT}$ из твердого раствора выделится $VC_{0,88}$. Расчет показывает, что для исследуемой стали, когда она представляет полностью разупорядоченный

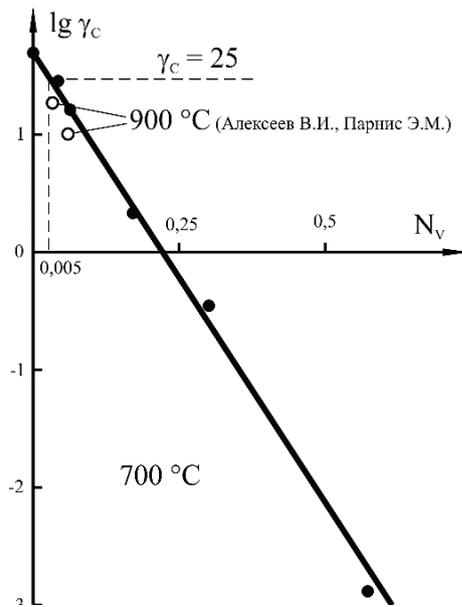


Рисунок. Зависимость $\lg \gamma_C = f(N_V)$ для сталей с ванадием (отпуск 700 °C)

твердый раствор, образование карбидов ванадия при нагреве до 700 °С термодинамически невозможно и, как было показано выше, невозможно образование цементита. Единственный процесс, который допускает термодинамика, — это ближнее упорядочение вследствие неидеальности твердого раствора Fe–V. Процесс ближнего упорядочения проявляется в образовании в стали областей, обогащенных и обедненных атомами ванадия. В результате этого процесса термодинамические условия в обогащенных и обедненных областях изменяются, и в них становится термодинамически возможным образование карбидов: в обогащенных областях — карбида ванадия, в обедненных — цементита. Таким образом, можно сделать заключение, что карбидообразование в исследуемой стали начинается с ближнего упорядочения твердого раствора Fe–V, и в этом смысле процессы ближнего упорядочения можно квалифицировать как начало распада сплава. Эти процессы имеют все признаки спинодального распада, кроме одного: сталь является пересыщенным по ванадию твердым раствором неспинодального состава. Альтернативный механизм распада — механизм зародышеобразования — к процессам ближнего упорядочения неприменим.

Когда в областях, обедненных ванадием, достигается концентрация 0,5 ат.% V, γ_C^V достигает 25, и становится термодинамически возможным образование цементита. В этот момент, исходя из условия равновероятности, в областях, обогащенных ванадием, концентрация последнего достигает всего лишь 0,85 ат.%, и образование VC_{0,88}, по-прежнему невозможно. Поэтому цементит обнаруживается в стали первым (в обедненных областях). В обогащенных ванадием областях продолжает увеличиваться концентрация атомов ванадия как результат процессов ближнего упорядочения и диффузии атомов углерода в эти области. Однако в этих областях должен иметь место значительный дефицит атомов углерода, так как они уже участвуют в образовании цементита.

Определим состав зон атомов ванадия, когда становится термодинамически возможно их превращение в карбиды VC_{0,88}. Предположим, что образование областей, обогащенных и обедненных атомами ванадия, равновероятно. Тогда методом проб и ошибок можно подсчитать, что в исследуемой стали при T = 973 °K образование VC_{0,88} становится термодинамически возможным в обогащенных ванадием областях, содержащих более 12 ат.% V (содержание ванадия в обедненных областях в это время составляет 0,03 ат.% и $\gamma_C^V = 35$). Однако кинетически образование VC_{0,88} из зон атомов ванадия произойти не может, так как 75 % всего углерода связаны в карбиды железа Fe₃C (по данным гамма-резонансной спектроскопии). В этом случае единственным возможным процессом продолжает, по видимому, оставаться процесс ближнего упорядочения твердого раствора Fe–V, процесс образования и развития зон ГП.

На определенном этапе этого процесса, когда активность атомов ванадия в зонах превысит активность атомов углерода, связанных в цементите, то есть когда $a_V^{\text{зоны}}$ будет больше $a_C^{Fe_3C}$, становится возможным растворение цементита, переход атомов углерода через твердый раствор в зоны и образование VC_{0,88}. Таким образом, расчеты показывают, что растворение цементита становится термодинамически возможным, когда $a_V^{\text{зоны}} > 0,29$, что соответствует концентрации атомов ванадия в зонах, большей 45 ат.%.

Библиографический список

1. Myles K. M., Aldred A. T. – Journal of Physical Chemistry. – 1964. – Issue 68 (I). – С. 64.
2. Могутнов Б. М., Томили И. А., Шварцман Л. А. Термодинамика сплавов железа. – М.: Металлургия, 1984. – 206 с.
3. Уикс К. Е., Блок Ф. Е. Термодинамические свойства 65 элементов. – М.: Металлургия, 1865. – 240 с.

Сведения об авторах

Афонаскин Александр Васильевич, д. т. н., профессор кафедры энергетики и технологии металлов, Курганский государственный университет, г. Курган, тел. 8(3522)432652

Венедиктов Анатолий Николаевич, к. т. н., доцент кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89044902920, e-mail: venediktovan@tyuiu.ru

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: kovenskijim@tyuiu.ru

Information about the authors

Afonaskin A. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Energy and Metal Technology, Kurgan State University, phone: 8(3522)432652

Venediktov A. N., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, phone: 89044902920, e-mail: venediktovan@tyuiu.ru

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: kovenskijim@tyuiu.ru

УДК 669.017

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ПОЛУЧЕНИЯ ПОКРЫТИЙ НА СТРУКТУРУ И СВОЙСТВА ЭЛЕКТРООСАЖДЕННОГО НИКЕЛЯ И СПЛАВОВ НА ЕГО ОСНОВЕ

INFLUENCE OF CONDITIONS FOR OBTAINING COATINGS ON THE STRUCTURE AND PROPERTIES OF ELECTRODEPOSITED NICKEL AND ITS ALLOYS

А. А. Кулемина, А. В. Афонаскин, И. М. Ковенский, В. В. Поветкин

A. A. Kulemina, A. V. Afonaskin, I. M. Kovenskiy, V. V. Povetkin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Курганский государственный университет, г. Курган

Ключевые слова: структура; отжиг; коррозионная стойкость
Key words: structure; annealing; corrosion resistance

Модифицирование поверхности с помощью гальванических покрытий — один из наиболее известных и эффективных способов, позволяющих кардинальным образом изменить ее свойства. Применение гальванических покрытий в качестве защитных и защитно-декоративных известно довольно давно, однако потенциал, связанный с изменением структуры, а, следовательно, и свойств получаемых покрытий посредством термической обработки, изучен не в полной мере.

В работе рассматриваются условия получения и термической обработки покрытий никелем и сплавами Ni-Mo на его основе, которые могут использоваться в качестве защитных для нефтепромыслового оборудования. Покрытия толщиной 9–12 мкм электроосаждали при различных режимах (табл. 1) и подвергали отжигу в среде аргона, варьируя температурно-временными параметрами.

Таблица 1

Покрывтия и условия получения

Материал покрытия	Состав электролита, г/л	Режим осаждения
Ni	NiSO ₄ — 200–220 H ₃ BO ₃ — 25–30 NaCl — 8–10	Температура — 50–60 °C Катодная плотность тока — 1,2–2,5 А /дм ²
Ni-Mo	NiSO ₄ — 150 Na ₂ MoO ₄ — 1–10 KCl — 20 C ₆ H ₈ O ₇ — 5	Температура — 20–60 °C Катодная плотность тока — 2–15 А /дм ²

При электроосаждении параметры тока варьировались от «мягких» до «жестких». Под «мягкими» понимали значения до 0,33 Е/Епр, «средними» — 0,33–0,66 Е/Епр и «жесткими» — свыше 0,66 Е/Епр, где Е/Епр — интегральный

показатель отношения имеющегося перенапряжения на катоде к перенапряжению, соответствующему предельной плотности тока ($i_{пр}$) [1].

Твердость покрытий измеряли на микротвердомере ПМТ-3М, используя стандартный метод согласно ГОСТ 9450-76 «Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников». Испытания на коррозионную стойкость проводили гравиметрическим методом (по убыли веса) в модельных средах, а также в средах, являющихся подтоварными водами нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири. Составы нефтепромысловых сред, применяемых для коррозионных испытаний, приведены в таблице 2.

Таблица 2

Состав нефтепромысловых коррозионных сред

Среда (месторождение)	pH	Содержание ионов, мг/л							Суммарная минерализация	
		Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe _{общ}	мг/л	мг-экв/л
Кальчинское	8,03	5 751	3 416	5,6	72	7,8	4 918,92	0,08	14 171	419,1
Еты-Пуровское	7	4 468	549	8	276	12	2 725	0	8 038	258,8
Куюмбинское	4,26	18 8150	28,06	170	42 000	8 640	57 244,7	1,32	296 234	10 413,8

Электронно-микроскопические исследования проводились на растровом электронном микроскопе JEOLJSM-6510A и просвечивающем микроскопе Philips CM-12 методом тонких фольг.

Покрытия никелем в процессе электроосаждения на мягких режимах формируются с моноблочной структурой, которая представляет собой крупные зерна со средним размером 10^{-4} мм. Переход к средним режимам приводит к появлению субзеренной структуры. Границы субзерен представляют собой плоские дислокационные стенки, причем по мере уменьшения катодной поляризации снижается плотность дислокаций в субграницах, и уменьшается до нескольких десятков минут угол разориентировки между субзернами. Дальнейшее ужесточение режимов приводит к получению ячеистой структуры. Ячейки состоят из объемов, относительно свободных от дислокаций, которые отделены друг от друга сплетениями дислокаций с высокой плотностью. Границы между ячейками нередко настолько размыты и широкие, что оказываются соизмеримыми с размерами ячеек. На микроэлектроннограммах, полученных с границ ячеек, наблюдаются расщепленные рефлексии, и азимутальный угол разориентировки составляет несколько градусов [1].

Формирование покрытий при электроосаждении происходит в термодинамически неравновесных условиях, приводя к высоким внутренним напряжениям, негативно влияющим на свойства получаемых покрытий. При отжиге происходит снятие внутренних напряжений при одновременном изменении внутреннего строения покрытий.

В никелевых покрытиях, полученных при условиях, близких максимальной плотности тока, и вследствие этого формирующихся с ячеистой структурой, при нагреве ячейки переходят в субзерна, которые значительно разориентированы относительно друг друга. В дальнейшем углы разориентировки становятся больше, и полигонизация уже исполняет роль начальной стадии рекристаллизации. С увеличением температуры нагрева и времени выдержки идут структурные изменения, приводящие к укрупнению рекристаллизованных зерен и их аномальному росту.

В покрытиях никелем, у которых при электроосаждении сформировалась субзеренная структура, возможны два варианта изменений внутреннего строения: первый — при сравнительно небольших температурах полигонизация составляет конкуренцию рекристаллизации; второй — с увеличением температуры полигонизация представляет собой начальную стадию рекристаллизации.

Покрyтия, сформированные с моноблочной структурой, при термической обработке ведут себя приближенно к металлургическим металлам. В процессе отжига идет образование субзерен с малоугловыми границами вследствие перераспределения дислокаций, а при увеличении температуры нагрева наступает стадия рекристаллизации с образованием новых зерен с высокоугловыми границами и структурой, близкой к равновесной.

Протекание процессов рекристаллизации либо полигонизации при отжиге покрытий, сопровождаемое изменением свойств, можно использовать вариативно, в зависимости от конечной цели трансформации структуры. В таблице 3 показано изменение микротвердости покрытий в зависимости от температур отжига.

Таблица 3

Изменение твердости (HV, ГПа) электроосажденных никелевых покрытий при отжиге

Металл	Электроосаждение		Отжиг		
	Тип структуры	HV	0,25–0,30 Тпл	0,30–0,35 Тпл	0,35–0,40 Тпл
			HV	HV	HV
Ni	Ячеистая	5,1	6,5	3,5	2,0
	Субзеренная	4,5	5,2	4,5	3,1
	Моноблочная	4,0	3,0	2,2	2,0

Изменение скорости коррозии никелевых покрытий в зависимости от температуры отжига приведено на рисунке 1.

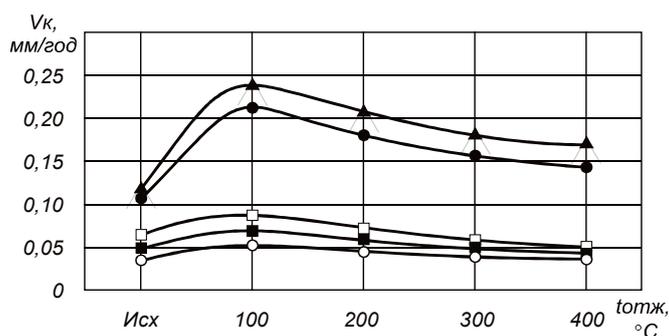


Рис. 1. Изменение скорости коррозии никелевых покрытий
 (▲ — 3 % NaCl + C₂H₄O₂; ○ — 3 % NaCl; ■ — Кальчинское месторождение;
 □ — Еты-Пуровское месторождение; ● — Куюмбинское месторождение)

Увеличение скорости коррозии для никелевых покрытий, отожженных при различных температурах (см. рис. 1), происходит при температуре отжига 100 °C, что может быть обусловлено процессами полигонизации и перераспределением подвижных дислокаций и, как следствие, увеличением активных центров коррозии, прежде всего поверхностных дефектов кристаллического строения.

Влияние коррозионной среды зависит от ее кислотности. Чем выше кислотность, тем среда более агрессивна по отношению к покрытиям. Таким образом, при подборе покрытий для оборудования, эксплуатируемого на месторождениях с хлоридно-натриевыми подтоварными водами, целесообразно руководствоваться pH средой.

Полученные данные показывают, что в отожженных покрытиях с ячеистой структурой при относительно невысоких температурах отжига наблюдается повышение значений твердости (до 70 %) и скорости коррозии (до 90 %), что можно объяснить выходом атомарного водорода и активизацией точечных дефектов, а также изменением конфигурации дислокационного строения [2].

В покрытиях с субзеренной структурой повышение твердости вследствие полигонизации проявляется меньше, так как плотность дислокаций в них ниже, по сравнению с покрытиями, имеющими ячеистую структуру. Подавление полигонизацией рекристаллизации и разупрочнение покрытий с субзеренной структурой происходят при больших температурах.

У покрытий с монокристаллической структурой, как и у металлургических металлов, происходит закономерное снижение твердости на стадиях протекания полигонизации и рекристаллизации.

При анализе фазового состава сплавов Ni–Mo, полученных при различных режимах электроосаждения [3], наибольший интерес представляют сплавы, полученные на «жестких» режимах, то есть сплавы, получаемые при плотностях тока, близких к предельным (табл. 4).

Таблица 4

Фазовый состав сплавов Ni-Mo после электроосаждения

Содержание Mo в сплаве, % масс	Фазовый состав по диаграмме равновесия	Режимы электроосаждения		
		$E < 0,33E_{пр}$	$E = (0,33-0,66) E_{пр}$	$E > 0,66 E_{пр}$
5,0	Ni(Mo)	Ni(Mo)	Ni(Mo)	Ni(Mo)
12,5	Ni(Mo)	Ni(Mo)	Ni(Mo)	Ni(Mo) + MoNi ₄
18,0	Ni(Mo)	Ni(Mo)	Ni(Mo)	Ni(Mo) + MoNi ₄
25	Ni(Mo) + MoNi ₄	Ni(Mo) + MoNi ₄	Ni(Mo)*	Ni(Mo)**
30	Ni(Mo) + MoNi ₄	Ni(Mo) + MoNi ₄	Ni(Mo)**	Ni(Mo)**

Примечание. Ni(Mo)* — пересыщенные твердые растворы молибдена в никеле; Ni(Mo)** — аморфное состояние сплавов никель-молибден.

На рисунке 2 представлена зависимость изменения скорости коррозии в зависимости от содержания легирующего элемента в сплаве и термической обработки.

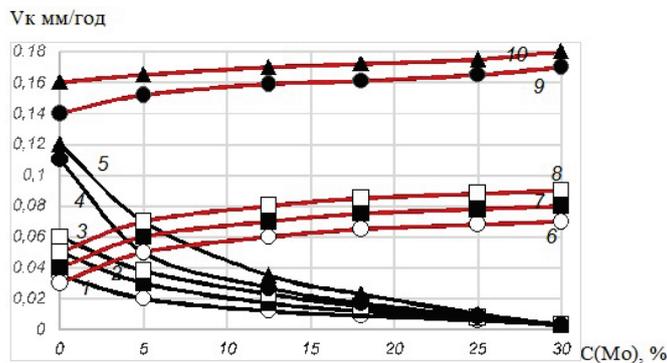


Рис. 2. Изменение скорости коррозии в зависимости от содержания легирующего элемента после осаждения (1–5) и после отжига 550 °С, 10 ч (6–10)

(▲ — кислотная; ○ — 3 % NaCl; ■ — Кальчинское месторождение; □ — Еты-Пуровское месторождение; ● — Куюмбинское месторождение)

С увеличением содержания молибдена в сплаве скорость коррозии покрытий снижается, что объясняется большей устойчивостью молибдена в кислых средах при малых концентрациях и аморфизацией структуры при концентрациях свыше 25 %. Увеличение скорости коррозии после отжига обусловлено трансформацией структуры и появлением активных центров коррозии.

Как и в случае с чистым никелем, скорость коррозии напрямую зависит от pH среды, в которой проводились испытания.

Образование новых зерен с большими углами разориентировки и пониженной плотностью дефектов при рекристаллизации приводит к повышению защитных свойств покрытий. При этом повышение коррозионной стойкости покрытий с субзеренной структурой наблюдается при более высоких температурах отжига, чем у покрытий, имеющих ячеистую структуру. Однако температура рекристаллизации ограничена пределом, выше которого развивается вторичная пористость и ухудшаются как защитные, так и прочностные свойства.

Таким образом, формирование структуры в процессе электроосаждения и последующей термической обработки, позволяет получать покрытия с повышенными значениями твердости, которые в сочетании с высокой коррозионной стойкостью могут быть адаптированы к различным условиям эксплуатации.

Библиографический список

1. Ковенский И. М., Неупокоева А. А. Формирование структуры и свойств металлических покрытий, адаптированных к различным условиям эксплуатации // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 103–107.
2. Ковенский И. М. Термическая обработка электроосажденных металлов и сплавов. – М.: Наука и технологии, 2016. – 184 с.
3. Формирование структуры никель-молибденовых сплавов при электроосаждении и отжиге / И. М. Ковенский [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – № 2 – С. 97–100.

Сведения об авторах

Кулемина Алёна Александровна, аспирант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, ведущий специалист по организации научной работы Института промышленных технологий и инжиниринга, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283039, e-mail: kuleminaaa@tyuiu.ru

Афонаскин Александр Васильевич, д. т. н., профессор кафедры энергетики и технологии металлов, Курганский государственный университет, г. Курган, тел. 8(3522)432652

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: kovenskijim@tyuiu.ru

Поветкин Виктор Владимирович, д. х. н., консультант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283611

Information about the authors

Kulemina A. A., Postgraduate at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Leading Specialist, Institute of Industrial Technology and Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283039, e-mail: kuleminaaa@tyuiu.ru

Afonaskin A. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Energy and Metal Technology, Kurgan State University, phone: 8(3522)432652

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: kovenskijim@tyuiu.ru

Povetkin V. V., Doctor of Chemistry, Consultant at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283611

Химия и технология переработки нефти и газа

УДК 665.612.2

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ. ЕГО ИСТОЧНИК, РЕСУРСЫ, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

OIL-ASSOCIATED GAS. ITS SOURCE, RESOURCES AND APPLICATION

М. А. Лурье, Ф. К. Шмидт

M. A. Lur'ye, F. K. Shmidt

Иркутский государственный университет, г. Иркутск

Ключевые слова: глубинные флюиды; нефть; нефтяной газ; состав; направления утилизации
Key words: deep fluids; oil; oil-associated gas; composition; utilization

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — это газ, растворенный в пластовой нефти и выделяющийся в сепараторах из потока водно-нефтяной эмульсии при стандартных условиях (293 К, 101,3 кПа). Количество ПНГ в нефти (газовый фактор) зави-

сит от глубины залегания нефти. Величина его колеблется от 3 м³/т в верхних горизонтах до 250 м³/т и более (до 1 000 м³/т) в глубокозалегающих слоях [1]. Если содержание ПНГ превышает количество, которое может растворить нефть, избыток газа залегают над ее пластом и образует «газовую шапку». Поэтому к ПНГ можно относить смесь растворенного и «газовой шапки» [2].

В состав ПНГ входят в большинстве случаев до 80 % метана, насыщенные С₂–С₅, незначительное количество углекислого газа и азота, содержание последних достигает иногда 20 и 50 % соответственно [1]. Кроме того, в ПНГ в ряде случаев присутствуют пары воды и сероводород [1, 3, 4]. Следует отметить, что часть газа растворена в пластовой воде.

Для того чтобы ответить на вопрос, что является источником ПНГ, необходимо обратиться к теоретическому обоснованию генезиса нефти. Концепция ее органического происхождения предполагает, что на определенной стадии преобразования органического вещества в нефтяное происходит «метанизация». Однако, учитывая температурные условия нахождения органического вещества (пластовые температуры не выше 110–120 °С), длительность процессов нефтегазообразования должна составлять 10¹⁵–10¹⁸ лет, то есть в миллион раз больше, чем возраст жизни на планете, поскольку для разрыва связей С–С (крекинга) требуется гораздо более высокая температура [5]. Кроме того, следствием «метанизации» нефти при погружении в глубокие горизонты (глубже 4 км) должно быть ее отсутствие [6], что не соответствует действительности. Поэтому вопрос об источнике ПНГ следует рассмотреть с позиции развивающихся в последнее время концепций полигенного и абиогенного нефтегенеза, предполагающих, что источником нефтяного вещества являются высокотемпературные глубинные флюиды, содержащие в своем составе СН₄, СО, СО₂, Н₂, Н₂С, S⁰, Н₂О и др. [7, 8], преобразование которых и приводит к возникновению нефтяных компонентов. Необходимо, прежде всего, ответить на вопрос, какой из углеродсодержащих компонентов является источником нефтяных углеводородов (УВ). В работе [9] показано, что каталитическое преобразование смеси СО – СО₂ – Н₂ (процесс Фишера — Тропша) в УВ не может в силу ряда причин происходить в геологической среде. Одной из главных причин является наличие во флюидах серы, отравляющей катализаторы данного процесса. Поэтому источником УВ следует считать СН₄, претерпевающий полимеризационные и поликонденсационные преобразования. Подтверждением правильности подобного заключения являются результаты исследования формирования состава нефти методом математического моделирования [10]. Установлено, что для углеводородных систем, в составе которых имеются признаки незавершенности преобразований с сохранением остатков непревращенного сырья, этим сырьем оказался СН₄, который действительно содержится в нефтегазовых системах. Вывод о том, что образование нефти — это результат преобразований (каталитических) простейшего УВ (СН₄), имеющегося в глубинных флюидах, сделан также на основе фундаментального исследования генезиса нефтей с использованием закономерностей изменения энтропии, законов термодинамики и динамики изменений информации [11]. Таким образом, можно считать, что метан ПНГ — это неконвертированное исходное сырье для образования нефти, а наличие его в ПНГ — признак незавершенности процесса нефтегенеза.

В работах [10, 11] не содержится сведений о возможных реакциях, приводящих к образованию нефтяных УВ. К тому же нет ответа на вопрос, как образуются нефтяные гетерокомпоненты. Это необходимо выяснить, поскольку нефть содержит не только УВ. К гетерокомпонентам относится, прежде всего, находящаяся в виде органических соединений сера, являющаяся по количеству третьим (после С и Н) элементом в нефтях. Необходимо заметить, что отношение S : С в них на 1–2 порядка выше, чем в органическом веществе биоты [10], что еще раз указывает на правомерность рассматривать нефть как продукт абиогенных преобразований.

Выше уже указывалось, что сера в виде H_2S и S^0 входит в состав глубинных флюидов [7, 8], при этом часть их является высокосернистыми [12]. Это дает основания полагать, что источником серы нефтей являются глубинные флюиды. Ранее в работах [10, 13] при исследовании закономерностей формирования химического и фракционного составов огромного числа нефтей было показано, что процессы образования УВ и S-органических соединений должны протекать одновременно в едином комплексе превращений исходного материала, содержащего серу и углерод. Однако каких-либо сведений о возможных реакциях и их механизмах, приводящих к образованию УВ и S-соединений, эти работы не содержат. Поэтому необходимо рассмотреть реакционный потенциал смеси УВ – S^0 – H_2S . Известно [14], что S^0 взаимодействует с различными типами УВ при 500–1 000 °С, в результате чего образуются более высокомолекулярные УВ и различные S-соединения. Элементарная сера инициирует дегидрирование, конденсацию и осернение УВ. В присутствии катализаторов и без них могут образоваться все типы имеющихся в нефтях УВ, S-органических соединений и высокомолекулярные структуры вплоть до асфальто-смолистых компонентов [14]. Сера является, прежде всего, не стехиометрическим, а главным образом каталитического типа инициатором комплекса реакций. В отличие от этого H_2S взаимодействует только с ненасыщенными УВ. Видимо, вследствие того, что H_2S менее реакционно способен, чем S^0 , и не взаимодействует в отличие от нее с насыщенными УВ, только они и образуют состав ПНГ со следами неизрасходованного H_2S . В работах [15–17] на основе данных о реакционном потенциале системы С – Н – S показано, что эволюция флюида, содержащего УВ и серу, может приводить к формированию серосодержащего углеводородного вещества. Чем выше содержание серы в С – Н – S, тем глубже должны протекать полимеризационные и поликонденсационные преобразования, тем сильнее вовлекается легкий УВ в этот процесс, тем больше образуется высокомолекулярных структур, тем выше будут содержание серы в продукте и его количество, а количество неконвертированного (остаточного) легкого УВ, напротив, должно быть меньше. Все это хорошо согласуется с показателями реальных нефтей. С увеличением в них серосодержания увеличиваются количества тяжелых фракций и масштабы нефтяных залежей, а газовый фактор уменьшается [15–17], то есть снижается количество ПНГ. С повышением концентрации серы в нефтях от 0,2 до 3,5 % газовый фактор снижается с 400 до ~ 20 м³/т [16, 17].

При движении газонефтяного потока в направлении к поверхности Земли и усилении окислительной обстановки H_2S может окисляться до более активной формы серы (S^0). Это должно приводить к активизации указанных выше процессов, что также наблюдается в действительности. Почти все основные запасы тяжелых, высокосернистых нефтей залегают на глубинах менее 3 км, а больше всего их запасов (> 74 %) находится на малых глубинах (до 2 км) [18]. Очевидно, вследствие этого и происходит резкое уменьшение газового фактора в верхних горизонтах по сравнению с нижними [1].

Ресурсный потенциал ПНГ в России огромен и составляет 2,3 трлн м³, из них 95 % находится на суше, остальное количество на шельфе [2]. Ежегодно в России сжигается в факелах от 20 до 50 млрд м³, что приводит к потере ~ 1 трлн руб. и выбросу 100–150 млн т CO_2 [3]. При этом в атмосферу выбрасываются такие вредные, оказывающие пагубное воздействие на атмосферу, почву, растительный и животный мир вещества, как бензпирены, бензол, сероуглерод, фосген, толуол, мышьяк, тяжелые металлы [1]. Видимо, такой набор выбрасываемых вредных компонентов обусловлен захватом нефтяного вещества при удалении ПНГ из нефти. Объем добычи ПНГ в Российской Федерации составляет > 70 млрд м³/г [2]. Поэтому большое внимание уделяется переработке ПНГ для получения полезных продуктов. При этом на собственные нужды нефтеизвлечения и окружающих промыслов территорий тратится до 20 % извлекаемого ПНГ [19]. Для прямого ис-

пользования на современных энергоустановках ПНГ непригоден из-за низкого октанового числа тяжелых компонентов, освобождение от которых проводится с использованием селективного оксикрекинга [19]. Широкое распространение получили разработки каталитических способов переработки ПНГ в такие ценные продукты, как альдегиды, метанол, диметиловый эфир [1]. Получение парафинов и моторного топлива проводят, используя процесс Фишера — Тропша. Для этого паровой или паро-кислородной конверсией превращают ПНГ в синтез-газ ($\text{CO} + \text{H}_2$). Ароматический продукт (бензол, толуол, ксилол) получают, применяя цеолитные катализаторы [3], а жирные спирты синтезируют с помощью технологии оксосинтеза [1]. Новым направлением является разработка метода каталитического преобразования ПНГ в нанокристаллические материалы [3].

Таким образом, перед использованием ПНГ зачастую необходимо очистить его, особенно в тех случаях, когда он содержит H_2S , так как последний является ядом для катализаторов. Это прежде всего касается катализаторов процесса Фишера — Тропша. В зависимости от содержания H_2S используют различные приемы. Одним из них является селективное окисление до S^0 и H_2O при $200\text{--}250^\circ\text{C}$ на специальных оксидных катализаторах [3]. Возможно также применение сорбентов, аминовой очистки, окислительного обессеривания непосредственно в потоке сырого газа, но основным методом очистки от H_2S является процесс Клауса, который проводят в две стадии ($\text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{SO}_2$; $\text{H}_2\text{S} + \text{SO}_2 \rightarrow \text{S}^0 + \text{H}_2\text{O}$) со степенью очистки 98–99 % [4].

Согласованные действия нефтедобывающих, транспортных и газоперерабатывающих предприятий России позволяют расширить объем поставок и переработок на 10–12 % в год [20]. Эта тенденция позволяет сократить факельное сжигание и сделать переработку ПНГ основным направлением полезного использования.

Библиографический список

1. Соловьянов А. А., Тительмин В. В., Язев В. А. Газохимическая переработка попутного нефтяного газа // Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования. – М.: Интеллект, 2013. – 207 с.
2. Шурупов С. В., Кретьева Т. А. Расчет ресурса попутного нефтяного газа при добыче нефти // Российский химический журнал. – 2010. – Т. 54, № 5. – С. 5–9.
3. Пармон В. Н., Носков А. С. Каталитические методы подготовки и переработки попутных нефтяных газов // Российский химический журнал. – 2010. – Т. 54, № 5. – С. 40–44.
4. Тюрина Л. А., Цодиков М. В., Тарханова И. Г. Промысловая технология обессеривания попутного нефтяного газа // Российский химический журнал. – 2010. – Т. 54, № 5. – С. 76–82.
5. Эйгенсон А. С. О противостоянии двух концепций нефтегазообразования // Химия и технология топлив и масел. – 1998. – № 3. – С. 3–5.
6. Эйгенсон А. С. О количественном исследовании формирования техногенных и природных углеводородных систем с помощью методов математического моделирования // Химия и технология топлив и масел. – 1991. – № 5. – С. 19–26.
7. Летников Ф. А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений. – 2001. – Т. 43, № 4. – С. 291–307.
8. Ярмолюк В. В., Коваленко В. И., Наумов В. Б. Потоки летучих компонентов в верхних оболочках Земли как отражение глубинных геодинамических процессов // Глубинный магматизм, его источники и их связь с плюмовыми процессами. Материалы 4-го Междунар. семинара – Иркутск, 2004. – С. 5–34.
9. Лурье М. А. Возможен ли процесс Фишера — Тропша в геологической среде? // Геохимия. – 2014. – № 12. – С. 1130–1132.
10. Эйгенсон А. С. О количественном исследовании формирования техногенных и природных углеводородных систем с помощью методов математического моделирования // Химия и технология топлив и масел. – 1990. – № 12. – С. 19–25.
11. Сейфуль-Мулюков Р. Б. Нефть и газ. Глубинная природа и ее прикладное значение. – М.: Торус Пресс, 2012. – 216 с.
12. Летников Ф. А. Автономные флюидные системы континентальной земной коры // Доклады Академии наук. – 2009. – Т. 427, № 6. – С. 810–813.
13. Эйгенсон А. С., Шейх-Али Д. М. Закономерности компонентно-фракционного и химического состава нефтей // Химия и технология топлив и масел. – 1988. – № 10. – С. 29–34.
14. Реакции серы с органическими соединениями / Под ред. М. Г. Воронкова. – Новосибирск: Наука, 1979. – 364 с.
15. Лурье М. А., Шмидт Ф. К. Конденсационные превращения эндогенного метана под воздействием серы — возможный путь генезиса нефти // Российский химический журнал. – 2004. – Т. 48, № 6. – С. 135–147.
16. Лурье М. А., Шмидт Ф. К. Серосодержание и металлоносность нефтей как генетические характеристики // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 89–93.
17. Lur'e M. A., Shmidt F. K. Oil. Discussion of origin. Sulfur- and metal content as genetic characteristics. – Saarbrücken, Deutschland. Germany: Lap Lambert Academic Publishing, 2013. – 216 p.
18. Ященко И. Г., Полищук Ю. М. Анализ пространственного распределения тяжелых нефтей и изменение их физико-химических свойств // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 57–64.

19. Арутюнов В. С. Использование попутного нефтяного газа в малой энергетике // Российский химический журнал. – 2010. – Т. 54, № 5. – С. 31–36.

20. Лалаев К. Э, Мастобаев Б. Н., Бородин А. В. Перспективы переработки попутного нефтяного газа предприятиями ОАО «Сибур Холдинг» // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – № 2. – С. 3–7.

Сведения об авторах

Лурье Михаил Абрамович, д. х. н., старший научный сотрудник Института нефте- и углехимического синтеза, Иркутский государственный университет, г. Иркутск, тел. 8(3952)429757, e-mail: miklur@rambler.ru

Шмидт Федор Карлович, д. х. н., профессор Института нефте- и углехимического синтеза, Иркутский государственный университет, г. Иркутск, тел. 8(3952)427698, e-mail: fkschmidt@mail.ru

Information about the authors

Lur'e M. A., Doctor of Chemistry, Senior Researcher, Institute of Petroleum and Carbon Chemistry, Irkutsk State University, phone: 8(3952)429757, e-mail: miklur@rambler.ru

Schmidt F. K., Doctor of Chemistry, Professor, Institute of Petroleum and Carbon Chemistry, Irkutsk State University, phone: 8(3952)427698, e-mail: fkschmidt@mail.ru

УДК 665.6:66.092-977

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА ПУТЕМ
ВЛИЯНИЯ НА ИНИЦИИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО РАСПАДА
УГЛЕВОДОРОДОВ**

**THE INCREASE IN THE EFFECTIVENESS OF THE PYROLYSIS
BY AFFECTING THE INITIATION STAGE OF HYDROCARBONS
THERMAL DECOMPOSITION**

Е. Р. Магарил, Р. З. Магарил

E. R. Magaril, R. Z. Magaril

*Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина,
г. Екатеринбург*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: радикально-цепные реакции; стадия инициирования цепей; пиролиз; аллен

Key words: radical chain reaction; chain initiation stage; pyrolysis; allene

Промышленность органического синтеза базируется в основном на углеводородном сырье, в процессе пиролиза которого получают различные углеводороды, прежде всего этилен, на основе которого производят значительную часть нефтехимической продукции. В качестве сырья пиролиза, проводимого с целью получения этилена, используются этан, пропан и бутан, содержащиеся в попутных газах нефтедобычи, газовые и низкооктановые бензины, полученные прямой перегонкой нефти. В странах с недостаточным количеством газообразных и легких жидких углеводородов с целью получения этилена в качестве сырья для пиролиза применяют любые нефтяные фракции. Прогнозируется, что к 2020 году мировое производство этилена составит 200 млн т/год [1]. Непрерывный рост мировой потребности в этилене обуславливает необходимость разработки более эффективных методов пиролиза, позволяющих увеличить выходы целевых продуктов [2–4]. С учетом знаний о радикально-цепном механизме термических реакций углеводородов, одной из возможностей влияния на процесс является воздействие на стадию инициирования цепей. Представляет значительный практический интерес ускорение термического распада углеводородов высокоэффективными иницирующими добавками. Согласно работе [5], бимолекулярные реакции инициирования цепей при пиролизе будут значимы только в случае, если они имеют энергию активации по меньшей мере на 170 кДж/моль меньше, чем конкурирующая реакция инициирования первого порядка. Этому условию удовлетворяют реакции углеводородов с алленом. На современном этапе возрастает интерес к процессу пиролиза биомассы [6–8], для которого исследование ускорения инициирования цепей с помощью аллена также может представлять интерес.

Влияние стадии инициирования цепей на кинетику термического распада углеводородов. Процесс термического распада углеводородов протекает с постоянной скоростью при равенстве скоростей образования и гибели радикалов, при этом концентрация радикалов $[\dot{R}]$ постоянна и определяется из равенства скоростей инициирования и обрыва цепей

$$v = k_0 \cdot [\dot{R}]^2, \quad (1)$$

где v — скорость инициирования цепей, k_0 — константа скорости обрыва цепей на радикалах. Тогда скорость реакции можно определить из уравнения (2)

$$V = k \cdot \sqrt{\frac{v}{k_0}} \cdot [M], \quad (2)$$

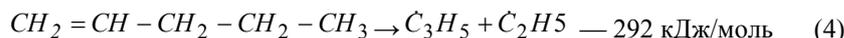
где $[M]$ — концентрация молекул, скорость реакции пропорциональна скорости инициирования цепей в степени $\frac{1}{2}$.

Рассмотрим термолит н-гексана. Первичное образование радикалов идет по реакции (3)



(при расчете теплового эффекта реакции использованы термодинамические данные [7]).

В реакции цепного распада н-гексана образуется н-пентен-1. Его распад по реакции (4)



требует затрат энергии на 51 кДж/моль меньше (при расчете использованы термодинамические данные, приведенные в [9, 10]).

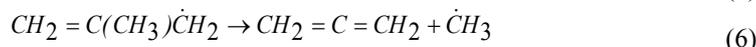
Оценка скорости реакций (4) распада н-пентена-1 и (3) распада н-гексана показывает, что при одинаковых предэкспонентах распад н-пентена-1 происходит

при 800 К быстрее, чем гексана в $\frac{e^{\frac{292000}{R \cdot 800}}}{e^{\frac{342000}{R \cdot 800}}} = 10^{3.3}$, то есть уже при очень малой

степени распада н-гексана цепи иницируются на н-пентене-1, являющемся продуктом распада. Инициирование цепей за счет распада н-гексана, таким образом, не имеет значения.

Если даже предположить, что предэкспонента распада н-пентена-1 на порядок меньше предэкспоненты распада н-гексана, инициирование цепей все равно будет определяться распадом н-пентена-1.

Авторы экспериментально установили, что термический распад изобутена самоускоряется, и предположили, что самоускорение связано с протеканием реакций (5) и (6)



и инициированием цепей в результате реакции (7) образующегося аллена с изобутиленом



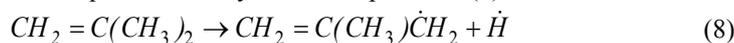
вследствие весьма невысокой эндотермичности последней реакции.

Расчет теплового эффекта реакции (7) по термодинамическим данным [7] дает величину всего 75 кДж/моль. Скорость инициирования цепей при этом равна

$$k \cdot [C_3H_4] \cdot [изо-C_4H_8],$$

где k — константа скорости реакции. При концентрации изобутена 10^{18} молекул·см⁻³ и концентрации аллена 10^{16} молекул·см⁻³ можно полагать, что скорость этой реакции равна $10^{-11} \cdot e^{-75000/RT} 10^{16} 10^{18}$ (где 10^{-11} — удельное число столкновения молекул при стерическом коэффициенте предположительно равном $0,1 \frac{\text{см}^3}{\text{молекула} \cdot \text{с}}$ (с учетом имеющихся экспериментальных данных для подобных реакций [11])), а при температуре 800 К равна 10^{18} молекул·см⁻³·с⁻¹.

Инициирование за счет распада изобутилена по реакции (8)



требует затрат энергии 318 кДж/моль (по данным [9]).

Скорость данной реакции равна $10^{15} e^{\frac{318000}{R \cdot 800}} 10^{18} = 10^{12}$ молекул·см⁻³·с⁻¹, где 10^{15} с⁻¹ — частота колебаний молекул по реагирующей связи, то есть инициирование цепей на аллене в 10^6 раз быстрее мономолекулярного распада изобутилена.

Экспериментальные исследования инициирования алленом термического разложения углеводородов. Пиролиз проводили в кварцевых трубках диаметром 2–5,5 мм, помещаемых в трубчатую печь с известным температурным полем, при разбавлении гелием. Температуру замеряли платиноплатинородиевыми термопарами с точностью ± 2 °С. Результаты пиролиза определяли хроматографически.

Влияние аллена на кинетику термического распада н-гексена-1 изучали при 823–893 К, концентрации н-гексена-1 в гелии 2–5 % мол.

Влияние аллена на термический распад н-гексана изучали в интервале 903–963 К при концентрации н-гексана в гелии 2–6 % мол., добавки аллена составляли $0,475 \pm 0,025$ % мол. на н-гексан. В части опытов для исследования влияния аллена на кинетику термического распада н-гексана концентрацию аллена варьировали в пределах $0,45 \pm 13,8$ % мол. на н-гексан.

При исследовании влияния аллена на пиролиз бензиновых фракций нефти проводили пиролиз фракции 70–140 °С смеси тюменских нефтей. Пиролиз проводили при разбавлении гелием. Соотношение гелий : бензин составляло 1 : 3 моль/моль.

Результаты исследования влияния аллена на термический распад н-гексена-1 приведены на рис. 1.

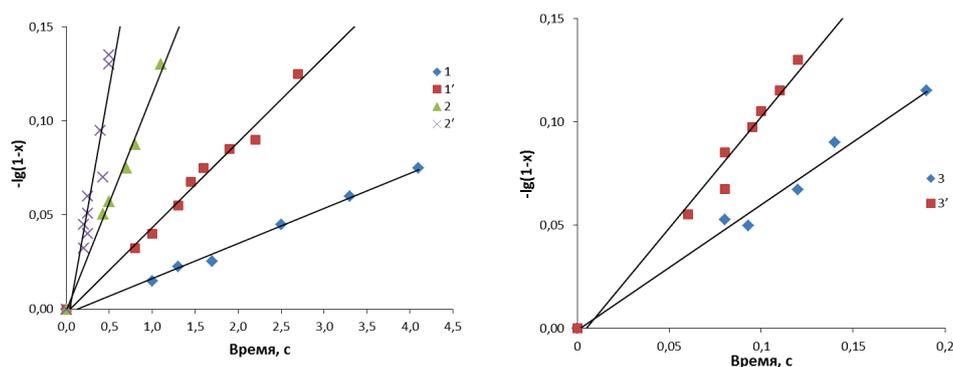


Рис. 1. Влияние добавления аллена на кинетику распада н-гексена-1 при различной температуре: 1, 1' — 823 К, 2, 2' — 873 К, 3, 3' — 923 К; 1, 2, 3 — н-гексен-1; 1', 2', 3' — н-гексен-1 с добавкой 0,5 % мол. аллена

Как видно из полученных данных, при добавлении аллена распад н-гексена-1 значительно ускоряется. Удельная скорость распада н-гексена-1 в присутствии

0,5 % мол. аллена увеличивается в 2,6 раза при 823 К и в 1,7 раза при 923 К. На рисунке 2 приведены результаты исследования влияния концентрации аллена на кинетику пиролиза н-гексена-1 при температуре 873 К. Состав продуктов распада почти такой же, как и в отсутствие аллена (таблица 1).

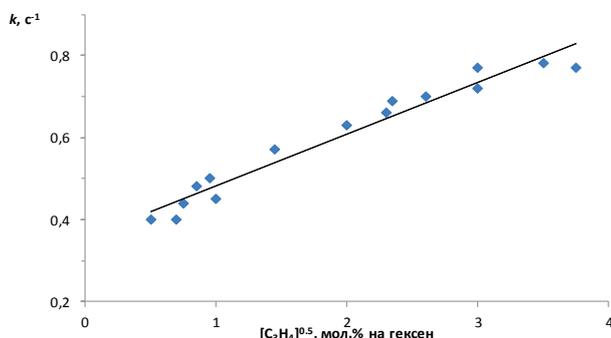


Рис. 2. Зависимость эффективной константы скорости термического распада н-гексена-1 от концентрации аллена при 873 К

Таблица 1

Состав продуктов распада н-гексена-1 в чистом виде и в присутствии 0,5 % мол. аллена при 873 К

Показатель	н-гексен-1	н-гексен-1 + 0,5 % мол. C ₂ H ₄
Начальная концентрация C ₆ H ₁₂ в гелии, % мол.	14,0±15,0	2,0±5,0
Время реакции, с	0,3–1,0	0,115–0,55
Глубина разложения, %	8,2–18,8	7,0–24,2
Число опытов	10	10
Выход, моль/100 молей разложившегося C ₆ H ₁₂ :		
CH ₄	26,6 ± 0,7	24,9 ± 0,1
C ₂ H ₆	9,7 ± 0,1	9,4 ± 0,2
C ₂ H ₄	66,3 ± 0,8	65,2 ± 0,8
C ₃ H ₆	67,1 ± 0,5	69,4 ± 0,3
C ₄ H ₈ -1	16,9 ± 0,3	16,7 ± 0,3
C ₄ H ₆ -1,3	23,9 ± 0,4	24,2 ± 0,7
C ₅ H ₁₀ -1	10,8 ± 0,3	9,5 ± 0,3

На рисунке 3 приведены результаты исследования влияния аллена на кинетику термического распада н-гексана. При добавке аллена скорость распада значительно увеличивается, при 903 К удельная скорость распада н-гексана возрастает в 7,5 раз, а при 963 К — в 3,3 раза.

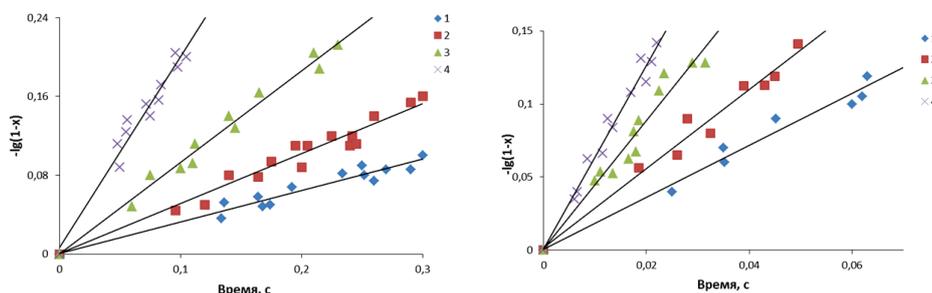


Рис. 3. Влияние добавления аллена на кинетику распада н-гексана при различной температуре: 1, 1'—903 К, 2, 2'— 923 К, 3, 3'— 943 К, 4, 4'— 963 К; 1, 2, 3, 4 — н-гексан; 1', 2', 3', 4' — н-гексан с добавкой 0,5 % мол. аллена

На рисунке 4 приведены результаты исследования влияния концентрации аллена на кинетику пиролиза н-гексана при температуре 903 К.

Селективности образования продуктов распада н-гексана при пиролизе в чистом виде и в присутствии 0,5 % мол. аллена одинаковы (табл. 2).

Рис. 4. Зависимость эффективной константы скорости термического распада н-гексана от концентрации аллена при 903 К

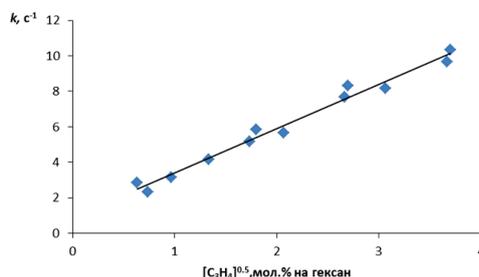


Таблица 2

Отношение выходов продуктов распада н-гексана к выходу этилена (моль/моль) при 903 К при пиролизе чистого гексана и гексана с добавкой 0,5 % мол.аллена

Показатель	Гексан	Гексан + аллен
Конверсия гексана, %	3,60 ± 12,99	5,60 ± 11,30
CH ₄	0,54 ± 0,02	0,55 ± 0,01
C ₂ H ₅	0,09 ± 0,02	0,09 ± 0,02
C ₃ H ₆	0,48 ± 0,03	0,52 ± 0,02
C ₄ H ₈ -1	0,29 ± 0,02	0,30 ± 0,01
C ₅ H ₁₀ -1	0,09 ± 0,01	0,10 ± 0,01
Число опытов	4	5

На рисунке 5 приведены кинетические кривые образования метана, этана, этилена и пропилена при пиролизе бензина при 1 073 К, при этой же температуре с добавкой 0,3 масс. % аллена и с добавкой 0,5 масс. % аллена при 1 053 К. Аллен значительно ускоряет пиролиз. При 1 073 К максимальный выход этилена при пиролизе бензиновой фракции достигается при времени пиролиза 0,6–0,7 с, а максимальный выход пропилена — при времени пиролиза 0,4–0,5 с. В присутствии аллена максимальный выход этилена при этой температуре достигается за 0,17–0,30 с, а пропилена — менее чем за 0,17 с.

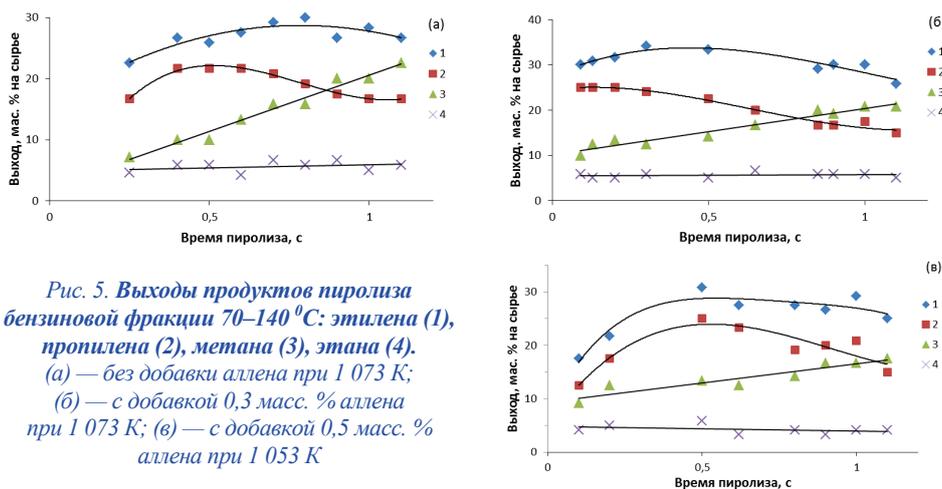


Рис. 5. Выходы продуктов пиролиза бензиновой фракции 70–140 °С: этилена (1), пропилена (2), метана (3), этана (4). (а) — без добавки аллена при 1 073 К; (б) — с добавкой 0,3 масс. % аллена при 1 073 К; (в) — с добавкой 0,5 масс. % аллена при 1 053 К

Пиролиз с алленом значительно увеличивает выход этилена и пропилена при оптимальном времени пиролиза. При обычном пиролизе (1 073 К) максимальный выход этилена составил 28,5 масс. %, при пиролизе с алленом — 32,5 масс. %; выходы пропилена при максимальном выходе этилена составили 21 и 23 масс. %, а максимальные выходы пропилена — 22,5 и 24 масс. %. Выходы этана и метана при обычном пиролизе и при добавлении аллена можно считать одинаковыми. С добавкой аллена пиролиз при снижении температуры до 1 053 К дает примерно такие же результаты, как при 1 073 К без аллена — выходы этилена и пропилена такие же или на 0,5–1 масс. % больше.

Таким образом, теоретически обосновано, что инициирование цепей при реакции аллена с олефинами может быть намного быстрее других реакций инициирования. Ускоряющее влияние аллена связано с инициированием цепей в результате протекания бимолекулярного образования радикалов при диспропорционировании аллена с углеводородом.

Установлено, что ввод в пиролизуемое сырье аллена при неизменном режиме увеличивает выход этилена, что повышает энергоэффективность процесса производства этилена.

В промышленном пиролизе газов C_3 – C_4 и бензинов аллен образуется при самых высоких температурах в конце пиролизного змеевика в результате реакций последовательного отщепления атома водорода от пропилена $C_3H_6 \rightarrow \dot{C}_3H_5 + \dot{H} \rightarrow C_3H_4 + \dot{H}$. При этом аллен не оказывает существенного влияния на результаты процесса. Если же аллен рециркулировать в сырье в зону относительно невысоких температур, селективность процесса по этилену возрастает.

Полученные результаты открывают возможность усовершенствования пиролиза нефтяного сырья путем проведения процессов в присутствии эффективного инициатора — аллена.

Библиографический список

1. Global Ethylene Market Outlook: Low Cost Feedstocks Fuel The Next Wave Of Investments In North America and China. Inaugural Ethylene Forum Online. – Available at: www.media.corporateir.net/media_files/IROL/11/110877/05_Global_Ethylene_Market_Outlook_Eramo.pdf.
2. Catalytic processes for light olefin production (Chapter 5) / X. Q. Wang [et al.] // Practical Advances in Petroleum Processing. – 2006. – Vol. 1. – P. 149–168.
3. Клементьев А. И., Магарил Р. З., Магарил Е. Р. Повышение эффективности пиролиза путем инициирования // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 4. – С. 100–103.
4. Магарил Е. Р., Магарил Р. З. Повышение селективности пиролиза углеводородного сырья // Известия высших учебных заведений. – Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 121–125.
5. Benson S. W. Some Recent Developments in the Gas-Phase Pyrolysis of Hydrocarbons (Chapter 1) // Advances in Chemistry Series. – 1970. – P. 1–19.
6. Aqsha A., Tijani M. M., Mahinpey N. Catalytic pyrolysis of straw biomasses (wheat, flax, oat and barley straw) and the comparison of their product yields // WIT Transactions on Ecology and the Environment. – 2014. – Issue 190 (2). – P. 1007–1015.
7. Modern methods of thermochemical biomass conversion into gas, liquid and solid fuels / W. M. Lewandowski [et al.] // Ecological Chemistry and Engineering. – 2011. – Issue 18 (1). – P. 39–47.
8. Pyrolysis analysis and solid residue stabilization of polymers, waste tyres, spruce sawdust and sewage sludge / M. Grigante [et al.] // Waste and Biomass Valorization. – 2010. – Issue 1 (4). – P. 381–393.
9. Энергии разрыва химических связей. Потенциалы ионизации и сродство к электрону / Л. В. Гурвич [и др.]. – М.: Наука, 1974.
10. Жоров Ю. М. Термодинамика химических процессов. Нефтехимический синтез, переработка нефти, угля и природного газа. – М.: Мир, 1985. – 460 с.
11. Кондратьев В. Н. Константы скорости газофазных реакций: справочник. – М.: Наука, 1970. – 350 с.

Сведения об авторах

Магарил Елена Роменовна, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой экономики природопользования, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, тел. 8(343)3743320, e-mail: magaril67@mail.ru

Магарил Роман Зеликович, д. т. н., профессор, профессор-консультант кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)256925, e-mail: png@isogu.ru

Information about the authors

Magaril E. R., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Environmental Economics, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg, phone: 8(343)3743320, e-mail: magaril67@mail.ru

Magaril R. Z., Doctor of Engineering, Professor-Consultant at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)256925, e-mail: png@isogu.ru

Чрезвычайные ситуации и проблемы экологии в нефтегазовой отрасли

УДК 502:55; 502:084; 504:054

ОЦЕНКА ФИТОТОКСИЧНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ ЗЛАКОВЫХ КУЛЬТУР ESTIMATION OF PHYTOTOXICITY OF DRILLING SOLUTIONS ON THE EXAMPLE OF CEREAL CROPS

Е. В. Гаевая, Я. Э. Богайчук, С. С. Тарасова, Д. П. Друзь, Е. В. Захарова
E. V. Gaevaya, Ya. E. Bogaychuk, S. S. Tarasova, D. P. Druz, E. V. Zaharova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Научно-исследовательский проектный институт «Нефтегазпроект», г. Тюмень

Ключевые слова: буровой раствор; фитотоксичность; всхожесть; нефтепродукты; бентониты; злаковые культуры
Key words: drilling mud; phytotoxicity; germination; petroleum products; bentonites; cereals

Процесс строительства скважин сопровождается применением материалов и химических реагентов различной степени экологической опасности [1]. При проходке скважин используется буровой раствор, необходимый для удаления продуктов разрушения проходимых пород с забоя, охлаждения породоразрушающего инструмента, предупреждения и ликвидации осложнений вскрытия продуктивных пластов. Дополнительно применяется техническая вода для обмывки резьбовых соединений буровых труб, очистки сеток вибросит, а также при мойке оборудования и производственных площадок [2].

Буровой раствор является поликомпонентной смесью веществ. В состав бурового раствора входят глинопорошок бентонитовый модифицированный (ПБМА, ПБМВ) или палыгорскитовый (ППБ); сода каустическая (гидроокись натрия, едкий натр); низковязкая и высоковязкая полианионная целлюлоза (ПАЦ-Н, ПАЦ-В); низкомолекулярный (низковязкий) полиакриламид ПАА-Н; высокомолекулярный (высоковязкий) полиакриламид ПАА-В; понизитель вязкости; карбонат кальция (мраморная крошка); пеногаситель; органический разжижитель; биополимер; бактерицид; калий хлористый (*KCl*); органический ингибитор глин; модифицированный крахмал; натрий хлористый (*NaCl*); гипс; гидроокись кальция (известь); баритовый утяжелитель (сульфат бария). Компоненты буровых растворов относятся к III и IV классам опасности. Процентное соотношение материалов и химических реагентов может варьироваться в зависимости от метода бурения, пластового давления, происхождения пород-коллекторов. Плотность буровых растворов варьируется от 1,0 до 1,2 г/см³ [3, 4].

Буровые растворы, применяемые в процессе бурения скважин, могут меняться при проходке интервала под каждую из обсадных колонн и иметь различные составы. Содержание воды варьируется от 71 до 87 %, содержание бентонитовых порошков, используемых в качестве увеличителей вязкости, — от 4 до 15 %, в оставшуюся часть входят химические реагенты, предназначенные для предотвращения процесса гидратации глинистых пород, улучшения реологических свойств, контроля и стабилизации щелочности, регуляции водоотдачи, кольматации и утяжеления буровых растворов, улучшения стабильности стенок скважины, гидрофобизации глин [5, 6].

Использование различных компонентов, входящих в состав бурового раствора, непосредственно влияет на свойства выбуренной породы, которая в процессе бурения преобразуется в буровой шлам.

Цель исследований — изучить физико-химические свойства и фитотоксичность буровых растворов, применяемых при бурении скважин.

Исследования проводились на базе лаборатории кафедры техносферной безопасности Тюменского индустриального университета в соответствии с гостированными методиками. Лабораторные исследования по определению энергии прорастания и всхожести семян осуществлялись в соответствии с ГОСТ 12038-84¹. Анализ проб на содержание нефтепродуктов проводился с помощью анализатора жидкости «Флюорат-02-2М»^{2,3}.

Определение *pH* среды бурового раствора проводилось в соответствии с ГОСТ 26423-85⁴.

В работе были рассмотрены три типа буровых растворов, применяемые в процессе бурения на одной нефтяной скважине, под каждую из обсадных колонн соответственно: кондуктор — полимерглинистый буровой раствор; эксплуатационная колонна — полимерглинистый ингибированный буровой раствор; хвостовик — буровой раствор на углеводородной основе.

Их характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика буровых растворов

Наименование параметра	Единица измерения	Раствор		
		полимерглинистый	полимерглинистый ингибированный	на углеводородной основе
Плотность раствора	г/см ³	1,14	1,14	1,06
Условная вязкость	с	39,0	43,0	44,0
Фильтрация	мл/30 мин	7,5	5,6	3,9
<i>pH</i>	ед.	8,0	8,0	11,0
Жесткость по Ca ²⁺	мг/л	80,0	80,0	80,0
Содержание твердой фазы	%	10,0	8,0	6,0

Максимальное значение реакции *pH* среды изучаемых типов буровых растворов, наблюдалось у раствора на углеводородной основе и составило 11,0 ед. Плотность растворов варьировалась от 1,06 до 1,14 г/см³, условная вязкость — 39–44 с, содержание твердой фазы — 6–10 %. В связи с тем, что при увеличении глубины бурения плотность проходимых пород увеличивается, используется буровой раствор с большей вязкостью, меньшей плотностью и содержанием твердой фазы (бентониты).

Для определения фитотоксичности буровых растворов использовали следующие культуры-фитомелиоранты: мятлик луговой, кострец безостый, овсяница красная и овсяница луговая.

Результаты оценки качественных характеристик посевного материала представлены в таблицах 2 и 3.

¹ ГОСТ 12038-84. Семена сельскохозяйственных культур. Методы определения всхожести. — Введ. 1986-07-01. — М.: Стандартинформ, 1984. — 47 с.

² ПНД Ф 16.1:2.21-98. Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах почв и грунтов флуориметрическим методом с использованием анализатора жидкости «Флюорат-02».

³ ПНД Ф 14.1:2:4.187-02. Количественный химический анализ вод. Методика измерений массовой концентрации формальдегида в пробах природных, питьевых и сточных вод на анализаторе жидкости «Флюорат-02».

⁴ ГОСТ 26423-85. Почвы. Методы определения удельной электрической проводимости, *pH* и плотно-остатка водной вытяжки. — Введ. 1986-07-01. — М.: Стандартинформ, 2011. — 7 с.

Результаты энергии прорастания культур-фитомелиорантов, %

Наименование	Культура			
	мятлик луговой	коострец безостый	овсяница красная	овсяница луговая
К.В. (дис. вода)	94 ± 1,9	96 ± 2,0	96 ± 2,0	94 ± 1,9
Полимерглинистый раствор	72 ± 1,4	30 ± 0,6	70 ± 1,4	70 ± 1,4
Полимерглинистый ингибированный раствор	50 ± 1,0	36 ± 0,7	38 ± 0,8	38 ± 0,8
Раствор на углеводородной основе	0	0	0	0

При определении энергии прорастания культур-фитомелиорантов на разных типах буровых растворов было выявлено, что при применении бурового раствора на углеводородной основе энергия прорастания равна нулю на всех культурах.

Исследования на полимерглинистом растворе показали, что наибольшие значения прорастания наблюдались у мятлика лугового и составили 72 %.

При исследовании полимерглинистого ингибированного раствора наиболее устойчив к токсическому воздействию был мятлик луговой, его энергия прорастания составила 50 %, значения энергии прорастания коостреца безостого, овсяницы красной и овсяницы луговой составили от 36 до 38 %.

Таблица 3

Результаты всхожести культур-фитомелиорантов, %

Наименование	Культура			
	мятлик луговой	коострец безостый	овсяница красная	овсяница луговая
К.В. (дис. вода)	96 ± 1,9	96 ± 1,9	96 ± 1,9	96 ± 1,9
Полимерглинистый раствор	82 ± 1,6	48 ± 0,9	78 ± 1,6	94 ± 1,9
Полимерглинистый ингибированный раствор	84 ± 1,7	52 ± 1,0	76 ± 1,5	86 ± 1,7
Раствор на углеводородной основе	0	0	0	0

При определении всхожести культур-фитомелиорантов на разных типах буровых растворов было выявлено следующее: при применении бурового раствора на углеводородной основе всхожесть равна нулю на всех культурах.

При определении энергии прорастания на полимерглинистом растворе было выявлено, что наибольшая всхожесть наблюдалась у овсяницы луговой — 94 %, мятлика лугового — 82 % и овсяницы красной — 78 %. Наименьшая всхожесть у коостреца безостого — 48 %.

При исследовании полимерглинистого ингибированного раствора наиболее устойчивы к токсиче-

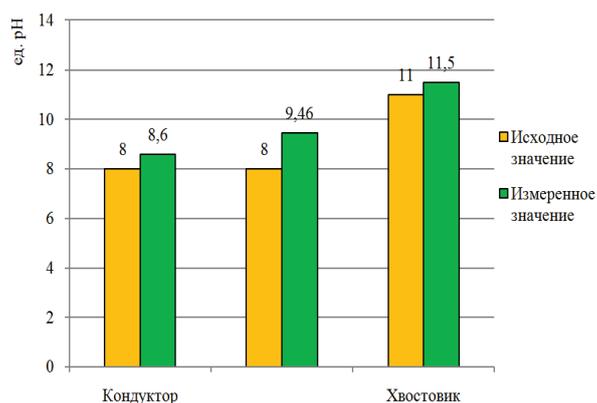


Рис. 1. Результаты определения реакции среды бурового раствора

скому воздействию оказались мятлик луговой, его всхожесть составила 84 %, и овсяница луговая — 86 %. Наименьшее значение наблюдалось у коостреца безостого — 52 %.

Результаты исследований реакции среды разных типов буровых растворов представлены на рисунке 1.

Результаты исследований реакции среды буровых растворов показали, что исходные значения ниже полученных показателей, что свидетельствует о том, что химические реагенты, входящие в состав буровых растворов, продолжают реагировать, тем самым повышая щелочность.

В ходе исследований было произведено разделение бурового раствора на две фазы: жидкую и твердую — бентониты. Результаты определения нефтепродуктов в твердой и жидкой фазах буровых растворов представлены на рисунке 2.

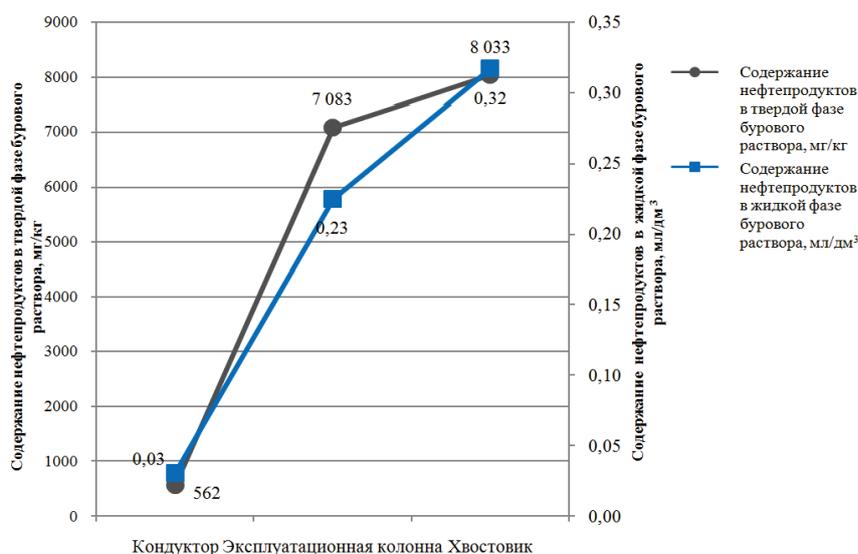


Рис. 2. Результаты исследований нефтепродуктов в твердой и жидкой фазах буровых растворов

При бурении кондуктора был использован полимерглинистый буровой раствор на водной основе, в процессе изучения содержания нефтепродуктов было установлено, что в жидкой фазе содержание составило 0,03 мл/дм³, в твердой фазе — 561,7 мг/кг. При проходке эксплуатационной колонны применялся полимерглинистый ингибированный буровой раствор, содержание в жидкой фазе нефтепродуктов составило 0,25 мл/дм³, в твердой — 7083,3 мг/кг. В процессе бурения хвостовика использовался буровой раствор на углеводородной основе, содержание нефтепродуктов в жидкой и твердой фазах составило 0,32 мл/дм³ и 8033,3 мг/кг соответственно.

Полученные данные могут свидетельствовать о том, что твердая фаза абсорбирует нефтепродукты, так как она представлена коллоидной фракцией, имеющей высокую поглотительную способность.

Таким образом, результаты исследований показали, что буровые растворы представляют сложную многокомпонентную дисперсную систему суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

С увеличением глубины бурения используется буровой раствор с большей вязкостью, меньшей плотностью и содержанием твердой фазы (бентониты), это свя-

зано с тем, что выбуренная порода с более глубоких горизонтов имеет большую плотность.

Применение различных реагентов, используемых в процессе приготовления растворов в качестве коагулянта, утяжелителя, антисептика, ингибитора, пеногасителя, антивспенивателя, гидрофобизатора (CalciumCarbonate, CausticSoda, ИКВАС, SB STARCN и др.), влияет на реакцию среды буровых растворов. Исследования показали, что исходные и измеренные значения *pH* указывали на щелочную реакцию среды.

При исследовании концентрации нефтепродуктов максимальное содержание было выявлено в растворе на углеводородной основе, при этом содержание нефтепродуктов в твердой фазе составило 8 033,3 мг/кг, в жидкой — 0,32 мл/дм³.

При определении всхожести культур-фитомелиорантов на разных типах буровых растворов было выявлено следующее: при применении бурового раствора на углеводородной основе всхожесть равна нулю, что свидетельствует о высоком токсическом воздействии. Наиболее устойчивыми к воздействию полимерглинистого и полимерглинистого ингибированных растворов оказались мятлик луговой и овсяница луговая, наименее устойчивыми — овсяница красная и коострец безостый.

При определении энергии прорастания культур-фитомелиорантов на разных типах буровых растворов было выявлено следующее: при применении бурового раствора на углеводородной основе энергия прорастания равна нулю, что свидетельствует о высоком токсическом воздействии. Наиболее устойчивыми к воздействию полимерглинистого и полимерглинистого ингибированных растворов оказались мятлик луговой, овсяница красная и овсяница луговая, наименее устойчивым — коострец безостый.

Библиографический список

1. Ягофарова Г. Г., Барахнина В. Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2. – С. 48–61.
2. Нефть и здоровье / Карамова Л. М. [и др.]; под ред. Л. М. Карамовой; Уфимский науч.-исслед. институт медицины труда и экологии человека. – Уфа: УфНИИМТИЭЧ, 1993. – Ч. 1 – 405 с.
3. Балаба В. И., Колесов А. И., Коновалов Е. А. Проблемы экологической безопасности использования веществ и материалов в бурении // Серия. Охрана человека и окружающей среды в газовой промышленности. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – С. 32.
4. Федорин Л. В., Шевчук Н. П., Хмарин Л. К. Об опасности отходов бурения скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 3. – С. 70–71.
5. Белов П. С., Голубева И. А., Низова С. А. Экология производства химических продуктов из углеводородов нефти и газа. Учеб. для вузов. – М.: Химия, 1991. – 256 с.
6. Рядинский, В. Ю., Соромотин А. В., Денко Ю. В. Состав и свойства буровых отходов Западной Сибири // Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. – 2004. – № 3. – С. 51–55.

Сведения об авторах

Гаевая Елена Викторовна, к. б. н., доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283753, e-mail: ele-gaevaya@yandex.ru

Богачук Ярослав Эдуардович, к. т. н., заместитель генерального директора «НИПИ «Нефтегазпроект», г. Тюмень, тел. 89827728899, e-mail: bogaychukye@nipingp.ru

Тарасова Светлана Сергеевна, ассистент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89829350891, e-mail: tarasovasvetlana92@yandex.ru

Друзь Денис Петрович, студент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89504864308, e-mail: DruzDen@gmail.com

Захарова Елена Викторовна, к. б. н., доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283956, e-mail: elea72.78@mail.ru

Information about the authors

Gaevaya E. V., Candidate of Biology, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283753, e-mail: ele-gaevaya@yandex.ru

Bogaychuk Ya. E., Candidate of Engineering, Deputy General Director of the «Scientific Research and Design Institute «Neftegazproekt», Tyumen, phone: 89827728899, e-mail: bogaychukye@nipingp.ru

Tarasova S. S., Assistant at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89829350891, e-mail: tarasovasvetlana92@yandex.ru

Druz D. P., Student at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89504864308, e-mail: DruzDen@gmail.com

Zaharova E. V., Candidate of Biology, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283956, e-mail: elena72.78@mail.ru

УДК 5.55.553.9

**ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПОИСК ПРОДУКТОВ ДЕСТРУКЦИИ
НЕФТЕШЛАМОВ В ПРИРОДНОЙ СРЕДЕ**
RESEARCH SEARCHING FOR DESTRUCTION PRODUCTS OF OIL SLIMES
IN THE ENVIRONMENT

А. В. Двойникова, Е. А. Дегтярева

A. V. Dvoynikova, E. A. Degtyareva

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: нефтешлам; газообразные вещества; технологии; экология
Key words: oil sludge; gaseous substances; technologies; ecology

Нефтяная отрасль России образует до 10 млн т нефтешламов ежегодно. Это отходы нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих предприятий, образующиеся в процессе добычи, переработки нефти и очистки сточных вод. В настоящее время нефтешлам активно используется в строительстве и топливной промышленности, однако продукты деструкции нефтешлама при попадании его в окружающую среду до конца не исследованы. В связи с этим целью работы стало проведение исследовательского поиска продуктов деструкции нефтешлама.

В наиболее упрощенном виде нефтешламы представляют собой многокомпонентные устойчивые агрегативные физико-химические системы, состоящие главным образом из нефтепродуктов, воды (от 5 до 60 %) и минеральных добавок (песок, глина, окислы металлов и т. д.) [1].

Обводненность нефтяных шламов позволяет говорить о вероятности задержания в них загрязняющих веществ, так как вода является универсальным растворителем, которые затем десорбируются в окружающую среду [2]. Для проверки данного утверждения проведены исследования наличия концентрации газообразных веществ.

Было изготовлено четыре пробы обводненного нефтешлама. Использовалась природная вода — талый снег объемом 200 см³. Концентрация нефтяного шлама — 10, 20, 30, 40 % соответственно.

В первой части исследования проведено выявление газообразных веществ — углеводородов нефти, диоксида серы, оксида углерода. Пробы выдерживались в герметичной емкости в течение 7 дней с периодическим встряхиванием. Затем была определена концентрация газообразных веществ экспресс-методом при помощи газоанализатора. Результаты исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1

Концентрация газообразных веществ в экспериментальной установке

Концентрация нефтешлама в пробе, %	Углеводороды нефти, мг/м ³	Диоксид серы, мг/м ³	Оксид углерода, мг/м ³
10	100	Следовые характеристики	10
20	100	Следовые характеристики	10
30	200	Следовые характеристики	9
40	200	Следовые характеристики	5

На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что нефтешлам активно адсорбирует на своей поверхности газообразные вещества и является прекрасным сорбционным материалом. При механическом воздействии на экспериментальные установки в течение 5 минут нефтяной шлам начинает десорбировать в воздушную среду газообразные вещества.

Наряду с определением концентрации газообразных веществ в воздухе экспериментально проводилось измерение водородного показателя раствора в диапазоне от 3 до 14 дней. С течением времени периодическое механическое воздействие на экспериментальную установку приводило к изменению концентрации водной системы. В частности, изменялся водородный показатель в интервале от слабокислой среды к слабощелочной (рис. 1).

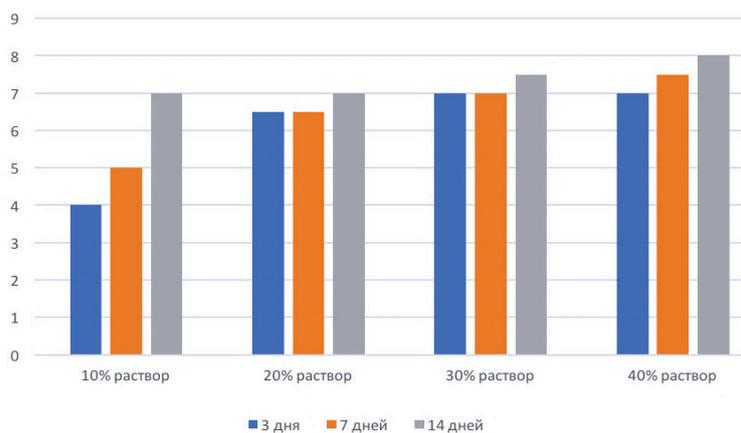


Рис. 1. Характеристики pH в течение времени (измерения при помощи pH-метра)

Кроме того, исследовательским путем определена в экспериментальной установке трехфазная система водной среды. С помощью бумажной хроматографии получены данные разделения водной системы на слабощелочную, нейтральную и слабокислую фазы (рис. 2).

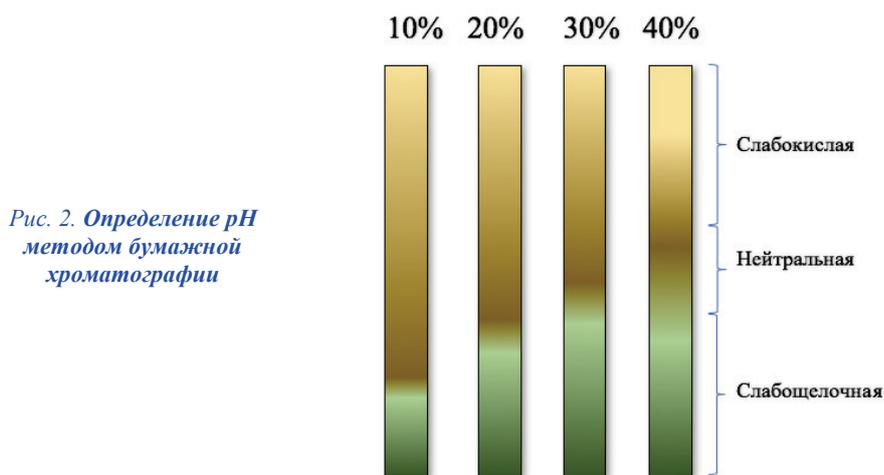


Рис. 2. Определение pH методом бумажной хроматографии

Определение катионов в водном растворе, мг/д³

Концентрация нефтешлама в пробе, %	Время с момента замачивания, дни	
	10	14
10	0,07	0,095
20	0,18	0,23
30	0,21	0,38
40	0,70	0,90

Следующий этап исследования — определение катионов в водном растворе. Фотоколориметрическим методом экспериментально определяли качественное и количественное содержание железа в водной системе. Анализ полученных данных показал, что в течение определенного времени при механическом воздействии происходит интенсивная десорбция катионов в водный раствор на примере железа. На основании разработанной программы ион железа в водном растворе фотоколориметрическим методом определялся в промежутке от 7 до 10 дней. Полученные результаты сведены в таблицу 2.

Таким образом, нефтешлам представляет из себя трехфазную систему. Попадая в объекты природной среды на основании физико-химических процессов, протекающих в ней, и влияния на нее факторов окружающей среды, он загрязняет биосферу продуктами трансформации.

Библиографический список

1. Анализ способов утилизации нефтесодержащих отходов и разработка нового комплексного способа утилизации нефтешламов резервуарного типа / А. Ф. Тимошин [и др.] // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 6–2. – С. 209–213.
2. Перспективные методы очистки нефтешламов и нефтесодержащих сточных вод / С. Н. Степаненко [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2005. – № 6. – С. 75–76.

Сведения об авторах

Двойникова Анна Васильевна, к. т. н., доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89044915557

Десярева Екатерина Андреевна, студент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89963200409

Information about the authors

Dvoynikova A. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89044915557

Degtyareva E. A., Student at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89963200409

Рефераты Abstracts

УДК 556.3.04.06.38

Прогноз состояния пресных подземных вод в условиях интенсивного нефтяного освоения Западной Сибири. Ващурина М. В., Русакова Ю. О., Храмова А. Л.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 7–12.

Освещены результаты мониторинга пресных подземных вод атлым-новомихайловского водоносного горизонта по водозаборам крупных нефтяных месторождений Западной Сибири — Самотлорское, Красноленинское, Приобское (южная часть). Рассмотрены основные характерные для данной территории техногенные факторы, влияющие в той или иной степени на изменение гидродинамического и гидрохимического состояния пресных подземных вод и связанных с ними компонентов окружающей среды. Выполненный анализ данных многолетних наблюдений (2005–2016 гг.) за уровнем и химическим составом подземных вод продуктивного водоносного горизонта позволил оценить динамику в нарушенных эксплуатацией условиях и прогнозировать в целом стабильное благоприятное состояние исследуемых вод на ближайшую перспективу. Однако влияние существующего техногенеза полностью не исключается. Его проявление зафиксировано на отдельных участках, где на-

блюдается несистемное, хаотическое увеличение концентрации таких компонентов химического состава, как нефтепродукты, бромиды, хром, свинец, хлориды и бор.

Prognosis evaluation of fresh groundwater in conditions of intensive petroleum development of Western Siberia. *Vashurina M. V., Rusakova Yu. O., Khramtsova A. L.*

The article considers the results of fresh groundwater monitoring of Atlym-Novomikhaylovskiy aquifer on water intake stations in the large fields in Western Siberia — the Samotlor oil field, the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field and the southern part of the Priobskoye oil field. The author pays attention to the main anthropogenic factors characteristic for the territory, affecting to varying degrees to the change in the hydrodynamic and hydrochemical state of fresh groundwater and associated components of the environment. The performed analysis of long-term data (2005–2016) of the level and chemical composition of fresh groundwater of the aquifer allowed to estimate the dynamics in disturbed conditions and predict favorable state of investigated groundwater in the future. However the influence of existing technogenesis cannot be completely excluded. Its manifestation is fixed in separate areas where a non-systemic, chaotic increase in the concentration of such components of chemical composition as petroleum products, bromides, chromium, lead, chlorides and boron is observed.

УДК 556.8

Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Северо-Уренгойского месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. *Лазутин Н. К., Бешенцев В. А., Бешенцева О. Г.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 13–20.

Работа посвящена вопросу утилизации промышленных отходов, образованных в процессе эксплуатации Северо-Уренгойского месторождения. Приведены гидрогеологические данные об условиях захоронения. На основании проведенного анализа и систематизации данных по месторождению показана экологическая безопасность закачки сточных вод в апт-альб-сеноманский водоносный горизонт, который широко используется в качестве пласта-коллектора в Ямало-Ненецком нефтегазодобывающем регионе.

Hydrogeological conditions of wastewater disposal in the territory of the North-Urengoyskoye gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. *Lazutina N. K., Beshentsev V. A., Beshentseva O. G.*

The article raises a question of the utilization of industrial wastes generated during the exploitation of the the North-Urengoyskoye gas condensate field. Hydrogeological data on disposal conditions are given. The environmental safety of sewage pumping into the Apt-Alb-Cenomanian aquifer which is widely used as a reservoir in the Yamalo-Nenets oil and gas producing region is shown based on the analysis and systematization of data on the field.

УДК 552.5:550.8.05

Характеристика минерально-вещественного состава пород баженовского горизонта в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Оксенойд Е. Е.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 20–28.

По выборке из более 3 000 образцов по 200 скважинам, пробуренным в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (территория ХМАО — Югры) определено содержание породообразующих компонентов баженовских отложений: кремнистого, глинистого, органического, карбонатного веществ, альбита и пирита. По выборке из 59 скважин выполнен анализ содержаний глинистых минералов. Установлено, что более половины глинистого вещества представлено гидрослюдой, около трети — смешаннослойным минералом иллит-сметтит. Содержание каолинита и хлорита в породе обычно не превышает 2 %.

Characteristic of mineral and matter composition of Bazhen rocks from the central portion of the West Siberian basin. *Oksenoyd E. E.*

Based on the results of mineralogical and chemical analyses (more than 3 000 core samples) from 200 wells drilled within Bazhenov formation in the central portion of the West Siberian basin proportions of main components (siliceous, clay, carbonate and organic matter, albite and pyrite) are identified. The analysis of clay minerals content (59 wells) is made. It is recognized that more than a half of clay matter is presented by hydromica, about a third by mixed-layer clay minerals. Content of kaolinite and chlorite usually doesn't exceed 2 %.

УДК 553.98(553.046)

Зоны аномального строения баженовской свиты в связи с нефтегазоносностью неокомских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. *Олейник Е. В.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 29–37.

В работе рассматриваются зоны аномального строения баженовской свиты в пределах ХМАО — Югры, особенности их распространения и строения в связи с нефтеносностью неокомских отложений. Зоны аномального разреза откартированы по данным поисково-разведочного бурения. Установлена корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях неокома с зонами аномального строения. Наличие аномалий является благоприятным фактором для первичной миграции углеводородов, что можно учитывать для определения направлений поисково-разведочных работ и пересчета перспектив нефтегазоносности.

Areas of abnormal structure of Bazhenov formation in connection with the oil and gas bearing of Neocomian deposits in the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra. *Oleynik E. V.*

The article describes areas of abnormal structure of Bazhenov formation in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra, features of their distribution and structure in connection with the oil-bearing of deposits. Zones of abnormal section of construction are plotted according to prospecting drilling. Correlation dependence of the density of oil resources in Neocomian deposits with areas of abnormal structure is established. The exist anomalies are a favorable factor for the primary migration of hydrocarbons, which can be taken into account to determine the direction of exploration and recount of petroleum potential.

УДК 553.981.2:552.08

Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты и критерии его выделения. *Родивилов Д. Б., Кокарев П. Н., Мамяшев В. Г.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 37–43.

В работе впервые приводится анализ исследований изолированного ядра из отложений нижнеберезовской подсвиты Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири. Представлена литолого-петрофизическая характеристика глинистых опок. Проведен анализ каротажных данных и результатов испытаний. Рассмотрены статистический и корреляционный способы выделения коллекторов. Выдвинута и обоснована гипотеза о том, что вся толща нижнеберезовской подсвиты является нетрадиционным порово-трещинным коллектором.

Non-traditional reservoir of the Lower-Berezovskaya subformation and its searching criteria. *Rodivilov D. B., Kokarev P. N., Mamyashev V. G.*

The article for the first time gives an analysis of isolated core of the Lower-Berezovskaya subformation, belonging to the area of the Nadym-Pur-Taz region of Western Siberia. Lithological and petrophysical characteristics of the argillaceous gaizes are demonstrated. Analysis of log data and test results is carried out. Statistical and correlation methods of reservoir searching are considered. The authors put forward and justify a hypothesis that the entire thickness of the Lower-Berezovskaya subformation is a non-traditional porous fractured reservoir.

УДК 622.691.24:550.8.05

Детальная классификация подземных хранилищ газа. *Арсан Ш. А., Ягафаров А. К., Ваганов Ю. В.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 44–49.

В работе приводятся детальное описание и классификация подземных хранилищ газа (ПХГ), а также выбор наиболее лучшего из них варианта для хранения газа. В результате исследования информации о современных методах строительства ПХГ и их характеристики было выявлено, что хранение газа в водонасыщенных пористых пластах и выработанных месторождениях нефти и газа является базовым методом хранения.

Detailed classification of Underground Gas Storage facilities. *Arsan Sh. A., Yagafarov A. K., Vaganov Yu. V.*

The article contains a detailed description and classification of Underground Gas Storage (UGS) facilities, as well as a selection of the best option for gas storage. As the result of the study of modern construction methods of UGS facilities and their characteristics it was revealed that gas storage in water-saturated porous formations and depleted oil and gas fields is the basic method of storage.

УДК 622.276.1/4

Моделирование разработки нефтяных оторочек многопластового залегания. *Коваленко И. В., Сохошко С. К.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 50–54.

В работе описаны проектирование разработки многопластовых месторождений системами горизонтальных многозабойных скважин и оценка возможности технической реализации на стадии концепта. Результатом проведенного моделирования являются реализация программы исследовательских работ и определение участков опытно-промышленных работ в рентабельных зонах продуктивных пластов Восточно-Мессояхского месторождения при разработке как системами горизонтальных скважин, так и многозабойными горизонтальными скважинами с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации.

Modeling of the oil rims development of multi-zone oil rim reservoir. *Kovalenko I. V., Sokhoshko S. K.*

In this article the authors described the design of development of multilayer deposits by systems with horizontal multilateral wells and assessment of engineering feasibility at the concept stage. The result of modelling is implementation of the program research and determination of field regions in the Vostochno-Messoyakhskoye oil field for experimental program in cost effective areas in the development with both systems of horizontal wells and multilateral horizontal wells using the technology of dual completion.

УДК 622.276.66

Геолого-технические особенности залегания баженовских отложений месторождений Западной Сибири и оптимизация свойств буровой промывочной жидкости для их вскрытия. *Овчинников В. П., Овчинников П. В., Аксенова Н. А., Герасимов Д. С., Рожкова О. В., Полищук С. Т.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 54–62.

Разработка и освоение месторождений углеводородов баженовской свиты в настоящее время являются актуальной и перспективной задачей. Основная цель исследования — анализ геолого-технических условий залегания баженовских отложений на месторождениях Западной Сибири, где их площадь распространения составляет более 1,2 млн км², а перспективы добычи к 2020 году оцениваются в 15–20 млн т, к 2030 году — до 70 млн т, и разработка рекомендаций к буровым растворам для первичного вскрытия. На основе результатов гамма-спектрометрических исследований, измерений значений удельного сопротивления и фильтрационных свойств образцов керна баженовской свиты определены литологический состав пород и их физико-механические свойства, также по промысловым данным проведен анализ применяемых промывочных жидкостей для их вскрытия, рекомендован наиболее перспективный состав ингибированного эмульсионного раствора на основе минерального органического масла.

Geological and technical features of Bazhenov formation in the territory of Western Siberia fields and the optimization of completion drilling fluid properties counter flow imbibition problem. *Ovchinnikov V. P., Ovchinnikov P. V., Aksenova N. A., Gerasimov D. S., Rozhkova O. V., Polishchuk S. T.*

The development of hydrocarbon fields of Bazhenov formation in connection with the significantly extracted resources of oil and gas is a relevant and perspective task. The main objective of the research is the analysis of geological specifications of Bazhenov formation in the territory of Western Siberia fields, where its area of distribution is more than 1,2 million sq.km, and the production prospects by 2020 are estimated at 15–20 million tons, by 2030 — up to 70 million tons, and the development of recommendations for drilling fluids for the initial drilling. The lithologic structure of rocks and their physical and mechanical properties are defined on the basis of gamma spectrometry researches, measurements of specific resistance and reservoir properties of core samples of Bazhenov formation. The analysis of applied drilling fluid for their drilling is carried out according to the production data. The most perspective composition of inhibited emulsion solution on the basis of mineral organic oil is recommended.

УДК 532.546:949.8

Влияние вида функциональных параметров математической модели на решение задачи о противоточной капиллярной пропитке. *Телегин И. Г., Бочаров О. Б.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 63–69.

С помощью численных экспериментов анализируется структура решений одномерной задачи о противоточной капиллярной пропитке. Используются различные виды функциональных параметров модели двухфазной фильтрации Маскета — Леверетта: относительные фазовые проницаемости и функция капиллярного давления Леверетта. Показано поведение интегральных показателей замещения. Выявлено, что при определенных параметрах наблюдаются два фронтных решения.

Mathematical model functional parameters influence on the solutions of counter flow imbibition problem. *Telegin I. G., Bocharov O. B.*

The solutions of one dimensional counter flow imbibition problem structures are analyzed using numerical technique. Different types of two-phase Muskat — Leverett filtration mathematical model functional parameters are used: relative phase permeabilities and capillary pressure Leverett function. The displacement process integral characteristics behavior is shown. Two front solutions are discovered for some parameter's domains.

УДК 622.276

Определение распределения дебита вертикальной скважины с трещиной ГРП конечной проводимости. *Фаик С. А., Альшейхли Мохаммед Джавад Зейнлабидин.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 69–74.

Проведено численное исследование модели нестационарного притока к вертикальной скважине с трещиной конечной проводимости в прямоугольном элементе пласта, получено распределение дебита в трещине для различных проводимостей трещины. Анализ полученных решений показывает характер нестационарного поведения распределения интенсивности однофазного притока к трещине в унифицированном обезразмеренном виде. Выявленные особенности показывают формирование стабильных устойчивых потоков для значительной длины трещин высокой проводимости, без учета математических эффектов на концах трещин. Для трещин с низкой проводимостью, наоборот, высока вероятность более выраженных фильтрационных колебаний с фильтрационной нагрузкой околоскважинной зоны.

Prediction of the transient behavior of hydraulic fractured vertical well with finite conductivity. *Faiq S. A., Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen*

A new general numerical technique for transient behavior of finite conductivity vertical fracture in rectangular formations has been obtained, our results the production rate into the fracture for low conductivity fractures ($C_{ID} = 20,0$) and high conductivity fracture ($C_{ID} = 100,0$), and flux stable distribution for different fracture conductivities has also been obtained for high fracture conductivities ($C_{ID} \geq 300$). The flux density is high at sites far from the well. When the fracture conductivity of decreases, the flux density will change so that the flow entering the fracture part near the wellbore becomes steadily more important. In the low fracture conductivity 70 % of the flow will come from the nearest half of the fracture. However, approximately two-thirds of the whole flow will come from the further half in the high conductivity of the fracture ($C_{ID} \geq 300$). This emphasizes the importance of creating high fracture conductivity to overcome the flow restrictions created by contamination of the near wellbore zone.

УДК 532.7

Поле пористости карбонатного пласта на этапе выдержки при циклическом кислотном воздействии. *Филиппов А. И., Ковальский А. А., Кабилов И. Ф.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 74–80.

Рассмотрена задача о полях веществ с учетом химической реакции применительно к этапу технологической выдержки после прекращения закачки раствора соляной кислоты в карбонатный пласт. Найдены аналитические решения для определения пористости карбонатного скелета и плотности раствора соляной кислоты с учетом предшествующих технологических процессов. Построены приближенные формулы, пригодные для практических расчетов процесса кислотного воздействия. Дан анализ результатов вычислительных экспериментов процесса кислотного воздействия, и показано, что полученные зависимости могут быть использованы для расчетов циклического воздействия на нефтегазовые коллекторы, осуществляемого для увеличения нефтеотдачи.

Mathematical model of collector porous fields at stage of extraction under cycle-acid effects. *Filippov A. I., Kovalskiy A. A., Kabirov I. F.*

A mathematical model of the chemical reaction has been developed with reference to the stage of technological aging after the injection of the hydrochloric acid solution into the carbonate layer

is stopped. The analytical solutions have been found for determining the porosity of the carbonate skeleton and the density of the hydrochloric acid solution taking into account the previous technological processes. The approximate formulas suitable for practical calculations of the acid effect process have been constructed. The analysis of the results of computational experiments of the acid effect process has been given, and it is shown that the obtained dependences can be used to calculate the cyclic effect on oil and gas reservoirs that is carried out to increase oil recovery.

УДК 622.24.053

Исследование процессов поглощения волн давления от закачиваемых жидкостей в структуре горной породы. *Хабибуллин М. Я., Петров В. А., Петрова Л. В., Хабибуллина Р. Г.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 80–86.

Подробно показано изучение процесса распространения колебаний в неограниченной поглощающей среде с целью обсуждения поведения вещества, наблюдающегося при разнообразных условиях при импульсной закачке жидкостей в нагнетательную скважину. Математически решена задача о зависимости деформации и напряжения на основе модифицированного закона Гука, который включает в себя скорость изменения деформации. В результате получены графические зависимости фазовой скорости распространения колебаний и коэффициента поглощения от частоты колебаний для наиболее распространенных видов пород. При анализе полученных результатов выявлено, что коэффициент поглощения достигает максимальных значений в области резонансных частот, причем при дальнейшем увеличении частоты колебаний коэффициент поглощения уменьшается незначительно. На наш взгляд, наиболее оптимальным диапазоном частот для распространения колебаний в массиве горных пород являются значения 100–800 Гц с учетом собственных частот рассматриваемых пород.

Study of absorption of pressure waves from injected fluids in the rock structure. *Khabibullin M. Ya., Petrov V. A., Petrova L. V., Khabibullina R. G.*

The article details the study of the process of propagation of vibrations in an unbounded absorbing medium to discuss the behavior of a substance observed under various conditions during the pulsed pumping of fluids into the injection well. The authors mathematically solved the problem of the dependence of deformation and tension on the basis of the modified Hooke's law, which includes the rate of change of deformation. As a result, graphical dependences of the phase velocity of the oscillations and the coefficient of absorption on the oscillation frequency for the most common types of rocks are obtained. The analysis of the results revealed that the coefficient of absorption reaches the maximum values in the resonant frequencies, and with a further increase in the oscillation frequency the coefficient of absorption decreases slightly. In the authors' opinion, the optimal frequency range for oscillations in a rock massif is 100–800 Hz, taking into account the natural frequencies of the rocks.

УДК 622.692.4

Методы оценки стоимости сооружения участка трубопровода при выборе трассы.

Воронин К. С., Григорьева П. В., Черенцов Д. А.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 87–91.

Рассмотрен расчет относительной стоимости сооружения и эксплуатации участка трубопровода при поиске его оптимальной трассы. Проведено сравнение эффективности применения различных вариантов представления данных об удельной стоимости трассы трубопровода в зависимости от топографических особенностей.

Methods of estimation of the pipeline construction cost when choosing its route. *Voronin K. S., Grigorieva P. V., Cherentsov D. A.*

The calculation of the relative cost of the construction and operation of the pipeline section when searching for its optimal route is considered. Comparison of efficiency of using various variants of data representation on unit cost of pipeline route depending on topographical features is made.

УДК 624.131;621.644

Методика обеспечения инженерной защиты от морозного пучения подземных магистральных трубопроводов с помощью грунтовой подушки. *Марков Е. В.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 91–101.

Работа посвящена разработке методики, позволяющей расчетным способом обоснованно устанавливать требования к геометрическим параметрам и деформационным свойствам

грунтовых подушек, достаточные для обеспечения требуемых условий по защите трубопровода от морозного пучения грунтов. На этапах реализации целей и задач исследования разработана методика оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках пучинистых грунтов, и установлена зависимость его изменения от заданных геометрических и деформационных свойств грунтовой подушки на примере действующего объекта.

Procedure of providing engineering protection from frost heaving of underground trunk pipelines by the soil bed. *Markov E. V.*

The article is devoted to the development of a procedure that allows the calculation method to reasonably establish the requirements for soil bed geometric parameters and deformation properties sufficient to provide the required conditions for protection the pipeline from frost heaving of soils. At the study stages the author developed a methodology for estimating the stressed-deformed state of pipeline in sections of the heaving soils and determined the dependence of its change on the geometric and deformation properties of the soil bed for operational facility.

УДК 004.942:001.57

Основные концепции разработки математической модели бизнес-процесса сметных расчетов строительства вспомогательных нефтегазовых объектов. *Хамидуллин Р. И.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 102–108.

Работа посвящена разработке математической модели бизнес-процесса сметной документации при реализации строительства крупных проектов нефтегазовой промышленности. Выполнен анализ основных проблем при совершении ошибок и описаний бизнес-процессов для построения качественной математической модели усовершенствования деятельности сметных расчетов. Описаны основные математические выражения модели, представленные с помощью теории массового обслуживания.

Main concepts for the development of a mathematical model for the business process of budget estimates for the construction of auxiliary oil and gas facilities. *Khamidullin R. I.*

The article is devoted to the development of a mathematical model of the business process of estimate documentation when implementing the construction of large oil and gas industry projects. The analysis of the main problems in the implementation of errors and descriptions of business processes to build a qualitative mathematical model for improving the activities of estimates. The main mathematical expressions of the model are described.

УДК 622.276.6

Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов. *Валеев М. Д., Габдрахимов М. С., Зарипова Л. М., Зарипов А. К.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 108–112.

В работе определены коэффициенты неравновесности нефти Чутырско-Киенгопского, Харьягинского и Таймурзинского месторождений с содержанием парафина. Приведено содержание парафина, смол и асфальтенов в исследованных нефтях, обозначена зависимость коэффициента неравновесности от содержания парафина в нефти. Доказано, что с ростом содержания парафина в нефти с повышенной вязкостью коэффициент неравновесности уменьшается, то есть тиксотропные свойства жидкости усиливаются.

Statistical linkage between the non-equilibrium characteristics of oils and the content of paraffin hydrocarbons in them. *Valeev M. D., Gabdrakhimov M. S., Zaripova L. M., Zaripov A. K.*

Oil non-equilibrium coefficients of the Chutyr-Kiengop, Kharyaga and Taymurzinskoye oil fields with paraffin content were determined in the article. The content of paraffin, resins and asphaltene in the investigated oils and the dependence of the nonequilibrium coefficient on the paraffin content of oil are shown. The authors confirmed that with an increase in the paraffin content of oils with raised viscosity the non-equilibrium coefficient decreases, i.e. the thixotropic properties of the liquid are enhanced.

УДК 621.9.022:621.791.927

Исследование структуры и свойств высокохромистого комплексно легированного наплавочного сплава чугуна, работающего в условиях значительных нагрузок и повышенных температур. *Галинский А. А., Прошин В. С., Кусков В. Н.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 113–116.

На интенсивность абразивного износа металла наплавки существенное влияние оказывает вид микроструктуры материала. Наибольшая износостойкость наблюдается у наплавки с мелкоигльчатой структурой, включающей первичные карбиды. Дендритная структура характеризуется наименьшим сопротивлением износу. Показано, что само по себе значение твердости не является гарантией высокой износостойкости. Для этого необходимо сочетание высокой твердости и для заданных силовых и скоростных условий эксплуатации приемлемого фазового состава и структуры триботехнического слоя, в данном случае мелкодисперсной игльчатой.

Study of the structure and properties of high-chromium complex legated surfacing cast iron alloy operating under significant loads and high temperatures. Galinsky A. A., Proshin V. S., Kuskov V. N.

The type of a microstructure of material has significant effect on intensity of abrasive wear of metal surfacing. The greatest wear resistance is observed at a surfacing with small needle structure, including primary carbides. The shish-kebab structure is characterized by the smallest wear resistance. It is shown that in itself a measurement of hardness is not a guarantee of high wear resistance. For this, a combination of high hardness and a three-dimensional layer, in this case a fine-grained needle, is necessary.

УДК 621.438:622.691.4.052.006

Адаптивная приведенная характеристика центробежных нагнетателей природного газа. Перевоицков С. И.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 116–120.

Получены зависимости, позволяющие переводить приведенные характеристики центробежных нагнетателей из их графического вида в аналитический с приданием аналитической форме адаптивных свойств — способности изменяться в зависимости от износа машин. Приведенные характеристики в аналитическом адаптивном варианте могут использоваться в проектной практике и в автоматических системах управления технологическими процессами газотранспортных систем.

Adaptive reduced characteristic of centrifugal blowers of natural gas. Perevoschikov S. I.

The article describes methods of simplified and refined correction of the reduced characteristics of centrifugal blowers of natural gas in their analytical form. The correction is carried out with the aim to improve the quality of the translation characteristics from the graphics view to the analytical, where they can be used in automatic control systems of technological processes in gas pipeline systems.

УДК 669

Термодинамические условия карбидообразования при отпуске ванадиевых сталей.

Афонаскин А. В., Венедиктов А. Н., Ковенский И. М.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 120–123.

Представлены результаты исследований по термодинамике и кинетике диффузионных процессов, протекающих при отпуске закаленной ванадиевой стали. Уточнен механизм образования специальных карбидов в сталях, легированных ванадием.

Thermodynamic conditions of carbide forming during tempering of vanadium steels.

Afonaskin A. V., Venediktov A. N., Kovenskiy I. M.

The article presents the results of studies on the thermodynamics and kinetics of diffusion processes occurring during tempering of hardened vanadium steel. Mechanism of formation of special carbides in steels alloyed with vanadium has been clarified.

УДК 669.017

Влияние условий получения покрытий на структуру и свойства электроосажденного никеля и сплавов на его основе. Кулемина А. А., Афонаскин А. В., Ковенский И. М., Поветкин В. В.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 123–127.

Рассмотрено изменение механических и эксплуатационных свойств гальванических покрытий, полученных при различных режимах электроосаждения и отжига. Показано влияние структуры на свойства. Установлены зависимости изменения скорости коррозии в различных условиях эксплуатации.

Influence of conditions for obtaining coatings on the structure and properties of electro-deposited nickel and its alloys. Kulemina A. A., Afonaskin A. V., Kovenskiy I. M., Povetkin V. V.

The article considers a change in mechanical and operational properties of galvanic coatings obtained under different conditions of electrodeposition and annealing. The influence of the structure on the properties is shown. Dependences of the change in corrosion rate under different operating conditions have been established.

УДК 665.612.2

Попутный нефтяной газ. Его источник, ресурсы, использование. *Лурье М. А., Шмидт Ф. К.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 127–131.

Количество попутного нефтяного газа (ПНГ) уменьшается с повышением содержания в нефтях тяжелых фракций и серы. В соответствии с концепцией глубинного абиогенного происхождения нефти источником нефтяных углеводородов является метан, содержащийся в глубинных флюидах. Метан ПНГ — часть, неконвертированная в нефтяные компоненты. Генезис нефти обусловлен преобразованием метана под воздействием серы, входящей в состав флюидов и являющейся инициатором и катализатором процессов образования разных типов углеводородов и сераорганических соединений. ПНГ — резерв нефтехимии и энергетики.

Oil-associated gas. Its source, resources and application. *Lur'e M. A., Shmidt F. K.*

The amount of oil-associated gas (OAG) decreases with the increase in concentration of heavy fractions and sulfur in oils. According to the concept of deep abiogenic origin of oil, a source of oil hydrocarbons is the methane, which is contained in deep fluids. OAG methane is the part, which is not converted into oil components. Genesis of oil is caused by transformation of methane under the influence of sulfur which is contained in fluids and acts as the initiator and catalyst of formation of various hydrocarbons and organosulfur compounds. OAG is a reserve of petrochemistry and power engineering.

УДК 665.6:66.092-977

Повышение эффективности процесса пиролиза путем влияния на инициирование термического распада углеводородов. *Магарил Е. Р., Магарил Р. З.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 131–136.

Исследовано влияние добавок аллена на термический распад *n*-гексена-1, *n*-гексана, бензиновой фракции нефти. Показано, что в присутствии добавок аллена скорость термического распада углеводородов значительно возрастает. Проведение процесса пиролиза в присутствии добавок аллена позволяет снизить температуру процесса при данном времени или время реакции при данной температуре.

The increase in the effectiveness of the pyrolysis by affecting the initiation stage of hydrocarbons thermal decomposition. *Magaril E. R., Magaril R. Z.*

The impact of allene on the thermolysis of *n*-hexane, *n*-hexene-1, and petroleum gasoline fraction was investigated. It was demonstrated that in the presence of allene the rate of hydrocarbons thermal decomposition increases substantially. Carrying out the pyrolysis process with allene enables one to decrease the temperature of the process at a given time or the reaction time at a given temperature.

УДК 502:55;502:084;504:054

Оценка фитотоксичности буровых растворов на примере злаковых культур. *Гаева Я. В., Богайчук Я. Э., Тарасова С. С., Друзь Д. П., Захарова Е. В.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 137–141.

Результаты исследований по оценке фитотоксичности исследуемых буровых растворов на примере злаковых культур (мятлик луговой, кострец безостый, овсяница красная, овсяница луговая) показали, что высокое токсическое воздействие оказал буровой раствор на углеводородной основе — всхожесть и энергия прорастания равнялись нулю. Наиболее устойчивым к воздействию полимерглинистого и полимерглинистого ингибированного растворов оказался мятлик луговой, наименее устойчивыми — овсяница красная и кострец безостый.

Estimation of phytotoxicity of drilling solutions on the example of cereal crops. *Gaevaya E. V., Bogaychuk Ya. E., Tarasova S. S., Druz D. P., Zaharova E. V.*

The results of the research evaluating the phytotoxicity of the studied drilling muds on cereal crops (kentucky bluegrass, awnless brome, red fescue, meadow fescue) have showed that drilling mud on hydrocarbon basis had the high toxic effects, germination rate and germination energy

were zero. Kentucky bluegrass is the most resistant to polymergranita and polymergranita inhibited solutions, red fescue and awnless brome are the least resistant.

УДК 5.55.553.9

Исследовательский поиск продуктов деструкции нефтешламов в природной среде.

Двойникова А. В., Дегтярева Е. А.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 142–144.

Нефтешлам активно используется в строительстве и топливной индустрии, однако продукты его деструкции при попадании в окружающую среду до конца не исследованы. Обводненность нефтешламов позволяет заявить о вероятности задержания в них загрязняющих веществ, которые затем попадают в окружающую среду. В работе представлены результаты исследовательского поиска продуктов деструкции.

Research searching for destruction products of oil slimes in the environment. *Dvoynikova A. V., Degtyareva E. A.*

Oil sludge is actively used in the construction and in the fuel industry, however the products of its destruction are still not investigated. The water encroachment of oil slimes allows to declare probability of detention of pollutants which are desorbed in the environment. The article presents the results of research searching for destruction products of oil slimes.

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 — кандидат 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 социологических наук, профессор, ректор ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Емелюшин Алексей Николаевич — доктор технических наук, профессор кафедры «Технологии металлургии и литейных процессов», ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова»

Зейман Юрий Вениаминович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «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»

Ковенский Илья Моисеевич — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Материаловедение и технология конструкционных материалов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Кузев Искандер Рустемович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Технологические машины и оборудование», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Мартьянов 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»

Поветкин Виктор Владимирович — доктор химических наук, профессор, консультант кафедры «Материаловедение и технология конструкционных материалов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Рогачев Михаил Константинович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Силин Михаил Александрович — доктор химических наук, профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина»

Цадаев 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 ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

EDITORIAL BOARD

Novoselov Vladimir Vasilyevich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Bykov Igor Yuryevich — Doctor of Engineering, professor, professor of the chair «Machines and equipment of oil and gas industry», FGBOU VPO «Ukhta State Technical University»

Vladimirov Albert Ilyich — Candidate of Engineering, professor, president, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Grachev Sergey Ivanovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Dmitriyev Arkady Nikolaevich — Doctor of Geology and Mineralogy, professor of the chair «Applied Geophysics», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Dolgushin Vladimir Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor, professor of the chair «Machines and tools», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Emekееv Alexander Aleksandrovich — Doctor of Sociology, professor, rector GBOU VPO «Almetievsk State Petroleum Institute»

Emelyushin Alexey Nikolaevich — Doctor of Engineering, professor of the chair «Metallurgy and foundry technologies», FGBOU VO «Nosov Magnitogorsk State Technical University»

Zeigman Yury Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University»

Zemenkov Yury Dmitriyevich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Transport of hydrocarbon resources», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Kovenskiy Ilya Moiseevich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Material science and technology of structural materials», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Kuzeev Iskander Rustemovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Technological machines and equipment», FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University»

Martynov Victor Georgiyevich — Doctor of Economics, professor, rector Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Nesterov Ivan Ivanovich — Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, doctor of geological and mineralogical sciences, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Povetkin Viktor Vladimirovich — Doctor of Chemistry, professor, consultant at the chair «Material science and technology of structural materials», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Rogachyov Mikhail Konstantinovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Saint-Petersburg Mining University»

Silin Mikhail Aleksandrovich — Doctor of Chemistry, professor, prorector for innovation and commercialization of developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Tskhadaya Nikolay Denisovich — Doctor of Engineering, professor, rector FGBOU VPO «Ukhta State Technical University»

Cherепovitsyn Alexey Evgenyevich — Doctor of Economics, professor, head of the chair «Organization and management», FGBOU VO «Saint-Petersburg Mining University»

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. NEFT I GAZ»
is absolutely necessary!**

Подписано в печать 15.06.18. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 10,42. Усл. печ. л. 13,83. Тираж 500. Заказ № 1257
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.