

ISSN 2687-0312

2(37) 2022

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Scientific online journal

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Научное сетевое издание

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»* издается с 2010 г.

Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

Главный редактор

Абукова Лейла Азретовна – д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакционный совет

Дмитриевский А.Н., академик РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Абдуллаев Г.С., д. г.-м. н., АО «ИГИРИГМ», Ташкент, Узбекистан

Богоявленский В.И., чл.-кор. РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Григорьев Б.А., чл.-кор. РАН, «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Ермилов О.М., академик РАН, Ямало-Ненецкий филиал ИНГ СО РАН, Тюмень, Россия

Конторович В.А., чл.-кор. РАН, ИНГ СО РАН, Новосибирск, Россия

Махнач А.А., академик НАН РБ, РУП «Научно-производственный центр по геологии», Минск, Беларусь

Скоробогатов В.А., д. г.-м. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Редакционная коллегия

Закиров Э.С., зам. гл. редактора, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баганова М.Н., к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баталин О.Ю., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Еремин Н.А., д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Коваленко К.В., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Кузин А.М., к. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Поднек В.Э., к. ф.-м. наук, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Селиверстова М.Е., зав. редакцией, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Сумин А.М., к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Шустер В.Л., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакция

Селиверстова М.Е., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва,
ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Свидетельство о регистрации Эл № ФС77-67021 от 16 сентября 2016 года.

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

Сайт: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК (научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Предыдущее название – «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23.04.2009 г.

Дизайн обложки: П. Селиверстова
Фото обложки: П. Белинский

Содержание

2(37) 2022

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Марутян О.О., Доманова Е.Г., Пugo Т.А. Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения

3

Коваленко К.В., Лазуткина Н.Е., Пономаренко О.М., Зарипова Л.Ф. Определение проницаемости по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического инварианта

17

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Космачева М.С., Воробьева Г.Н., Рыбаков Р.А., Остапчук С.С. Этап «поиск»: подходы к оценке перспективности разработки объектов в условиях низкой изученности

27

Berdnikov D.S., Zakharova A.S., Sorokina A.E. Effective system for hard-to-recover reserves development of the BS_{9²⁻²}ach reservoir of the Achitov formation of the Sorovskoye field

36

По материалам XI Международного Форума

«Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», Москва, Московский институт нефтегазового бизнеса, апрель 2022

Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Еникеев Б.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Смирнов О.А., Федоров В.Н., Шагиев Р.Г., Шагиев Р.Р. Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России

45

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Проблемы промыслового-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики»

87

Иктисанов В.А. Определение оптимального количества исследований скважин и пластов для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону

100

Федоров В.Н., Мешков В.М. Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга

112

Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В., Пахомов Е.С., Зыков А.С. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией

127

Каган К.Г. Особенности гидродинамических исследований скважин в открытом стволе на примере шельфовых месторождений

139

Москаленко Н.Ю. Особенности петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса

153

Мавлетдинов М.Г. Оценка типа пластового флюида, добываемого из скважин газонефтяной залежи, по компонентному составу проб газа

162

Ишキン Д.З., Муллагалин И.З., Нигаметьянова Г.А., Салимгареева Э.М. Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом

175

Пошибаев В.В., Прибуш А.П., Гатаулина Э.Р. Литолого-фациональные модели меловых карбонатных резервуаров Месопотамского прогиба: особенности строения и закономерности размещения

186

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*.*

Published since 2010

Founder: Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editor-in-Chief

Abukova Leyla A. – D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Editorial Council

Dmitrievsky A.N., Academician of the RAS, OGRI RAS, Moscow, Russia

Abdullaev G.S., D.Sc. (Geol.-Mineral.), IGIRNIGM LLC, Tashkent, Uzbekistan

Bogoyavlensky V.I., Corr. Member of the RAS, OGRI RAS, Moscow, Russia

Grigoriev B.A., Corr. Member of the RAS, Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Ermilov O.M., Academician of the RAS, Yamal-Nenets Division of IPGG SB RAS, Tyumen, Russia

Kontorovich V.A., Corr. Member of the RAS, IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia

Makhnach A.A., Academician of the NAS of Belarus, Scientific-Production Centre for Geology, Minsk, Belarus

Skorobogatov V.A., D.Sc. (Geol.-Mineral.), Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Editorial Board

Zakirov E.S., Deputy Editor-in-Chief, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Baganova M.N., Ph.D. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Batalin O.Yu., Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Eremin N.A., D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Kovalenko K.V., D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Kouzin A.M., Ph.D. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Podnek V.E., Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Seliverstova M.E., Managing Editor, OGRI RAS, Moscow, Russia

Sumin A.M., Ph.D. (Law), OGRI RAS, Moscow, Russia

Shuster V.L., D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Editorial Staff

Seliverstova M.E., Chigarev V.B., Datsko T.G.

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,
Russian Federation, 119333

Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate EI No. FS77-67021
from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

Site: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Science Citation Index.

Approved by the Higher Attestation Commission
(scientific specialties 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Previous title – *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*
reg. sert. El. No. FS77-36038 from 23.04.2009.

Cover design: P. Seliverstova

Cover photo: P. Belinskiy

Contents

2(37) 2022

**New methods and technologies of studying
the geological environment of oil and gas bearing basins**

**Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Marutyan O.O.,
Domanova E.G., Pugo T.A.** The method of creating three-dimensional
geological model of effective porosity of the Vuktyl field

3

Kovalenko K.V., Lazutkina N.E., Ponomarenko O.M., Zaripova L.F.

Determination of permeability from well logging data based
on the petrophysical invariant

17

**New technologies and approaches
to oil and gas field development**

Kosmacheva M.S., Vorobyeva G.N., Rybakov R.A., Ostapchuk S.S.

The finding stage: approaches to assessing prospective exploitation
of sites in conditions of low exploration

27

Berdnikov D.S., Zakharchova A.S., Sorokina A.E. Effective system
for hard-to-recover reserves development of the BS_{9²⁻²}ach reservoir
of the Achimov formation of the Sorovskoye field

36

**Following the proceedings of the 11th International Forum
“Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods
for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”,
Moscow, Moscow Petroleum Institute, April 2022**

**Afanaskin I.V., Volpin S.G., Enikeev B.N., Ipatov A.I., Kremenetsky M.I.,
Smirnov O.A., Fedorov V.N., Shagiev R.G., Shagiev R.R.**

The current state of well test analysis and reservoir testing
in Russian oil and gas fields

45

Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Problems of field development control
in the context of the “new economic policy”

87

Iktissanov V.A. Determining the optimum number of well tests
to improve the success of the applied methods of reservoir and
bottomhole treatment

100

Fedorov V.N., Meshkov V.M. Approaches to assessing the quality
and reliability of the results of hydrodynamic well testing
in outsourcing conditions

112

Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Pakhomov E.S., Zykov A.S.
The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells

127

Kagan K.G. The features of openhole hydrodynamic logging:
evidence from offshore fields

139

Moskalenko N.Yu. The features of the petrophysical research
of the unconsolidated rocks of Cenomanian play

153

Mavletdinov M.G. Assessment of the type of reservoir fluid
extracted from wells of a gas and oil deposit by the component
composition of gas samples

162

Ishkin D.Z., Mullagalim I.Z., Nigmatyanova G.A., Salimgareeva E.M.
Estimation of well drainage radius and reservoir pressure
maintenance system efficiency in a tight reservoir
by the data obtained by minifrac in the offset horizontal wells
with multifrac

175

Poshibaev V.V., Pribush A.P., Gataulina E.R. Lithofacies models
of cretaceous reservoirs of the Mesopotamian trough:
structural features and distribution patterns

186

Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения

Н.А. Скибицкая, И.О. Бурханова*, М.Н. Большаков, О.О. Марутян, Е.Г. Доманова, Т.А. Пуго
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Аннотация. Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение находится на завершающей стадии разработки. С целью расширения ресурсной базы месторождения проведены исследования, направленные на оценку ресурсов матричной нефти – собственной нефти месторождения, сингенетичной газонасыщенной части продуктивных отложений. Предлагаемая методика построения структурно-емкостной трехмерной модели распределения эффективной пористости изучаемого месторождения основана на анализе результатов исследования неэкстрагированного керна.

Ключевые слова: Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, трехмерная геологическая модель, эффективная пористость, остаточная водонасыщенность, неэкстрагированный керн.

Для цитирования: Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Марутян О.О., Доманова Е.Г., Пуго Т.А. Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1>

Введение

Удельный вес добычи газа все больше приходится на месторождения, находящиеся на поздних стадиях разработки. Одним из таких месторождений является Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (ВНГКМ), открытое в 1964 г. [1].

Вуктыльское НГКМ расположено в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность месторождения приурочена к каменноугольно-нижне-пермским отложениям преимущественно карбонатного состава, неоднородным по фильтрационно-емкостным свойствам [2]. Утвержденные Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) балансовые запасы газа и конденсата на 01.10.1971 г. составили:

свободного газа (категории C₁ и C₂) 483,6 млрд м³, конденсата (категории C₁ и C₂) 174 млн т (см. ОТЧЕТ*). Выработанность запасов ВНГКМ составляет 85%. Месторождение является основным источником сырья Сосногорского газоперерабатывающего завода. Расширение ресурсной базы месторождения возможно за счет оценки ресурсов матричной нефти в газонасыщенной части ВНГКМ.

* ОТЧЕТ – Геологическое строение и подсчет запасов газа конденсата Вуктыльского месторождения по состоянию на 1 октября 1971 г.: Отчет о НИР / Отв. исп. П.Т. Савинкин, Б.Л. Вассерман. Ухта: Ухтинское территориальное геологическое управление, 1972. 493 с.

Важнейшим параметром, характеризующим коллекторские свойства вмещающих углеводороды пород, является эффективная пористость. Настоящая работа посвящена обоснованию связей между петрофизическими параметрами образцов керна для оценки величины коэффициента эффективной пористости пород-коллекторов Вуктыльского месторождения и построению структурно-емкостной трехмерной модели.

Предлагаемая авторами структурно-емкостная модель ВНГКМ разработана на основе трехмерной (3D) геологической модели [3].

Вуктыльская структура (рис. 1) представляет собой асимметричную многокупольную высокоамплитудную антиклинальную складку, линейно вытянутую в субмеридиональном направлении. Западное крыло структуры с крутопадающими и подвернутыми породами перми-карбона осложнено взбросо-надвигом и оперяющими нарушениями встречного падения. Модель разделена на пять объектов подсчета запасов: II объект ($P_{1ar_1}-P_{1s}$), III объект ($P_{1s}-P_{1a}$), IV объект (C_3-C_2m), V объект ($C_2b-C_1s_2$), VI объект ($C_1s_1-C_1al+mh+vn$) и подвернутый блок.

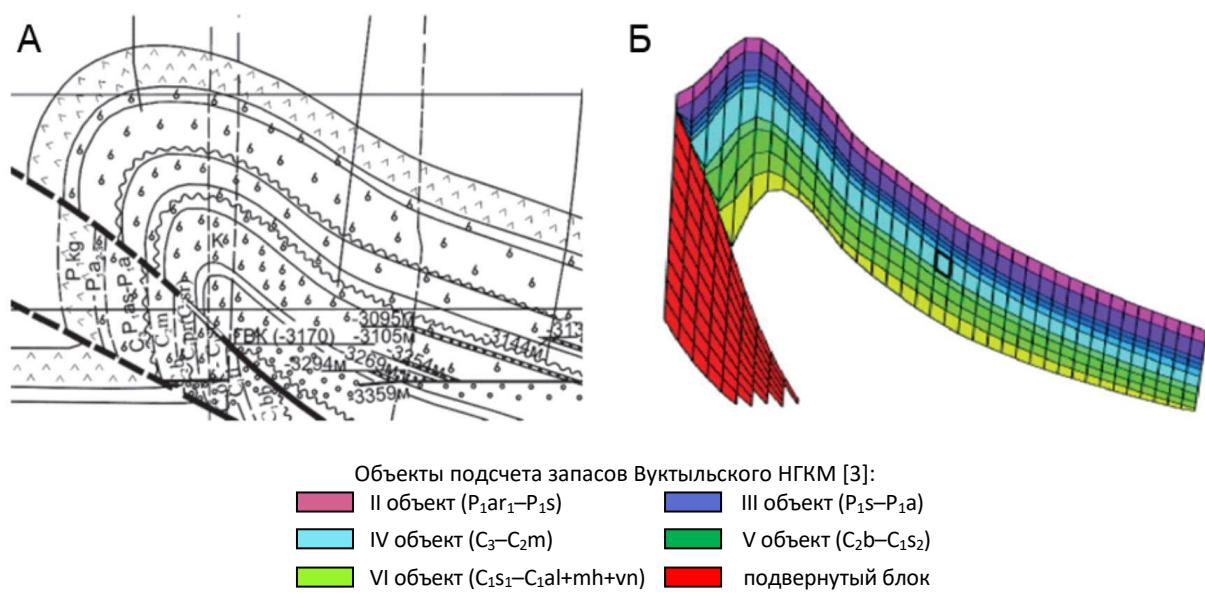


Рис. 1. Вуктыльская структура: А – поперечный разрез по априорной модели; Б – трехмерная сетка по цифровой геологической модели [3]

Коллекторы продуктивного разреза имеют сложную структуру емкостного пространства (см. ОТЧЕТ). Основные литолого-петрографические исследования отложений продуктивной толщи Вуктыльского НГКМ при подсчете запасов проводились А.В. Соломатиным, Л.Д. Максимовой и А.М. Груздевым. По типу пустотного пространства были выделены коллекторы с гранулярной емкостью (поровые), смешан-

ной (каверново-поровые) и порово-трещинной. Первые два типа относятся к высоко-пористым (коэффициент пористости $K_p \geq 6\%$), третий – к низкопористым ($K_p < 6\%$).

По другому классификационному признаку – величине фильтрационно-емкостных параметров – В.И. Сливковым, В.А. Лещенко и И.А. Рулевым в соответствии с классификацией А.А. Ханина коллекторы разделены на три группы:

1-я группа – тонкопорово-микрокаверново-трещинные с проницаемостью менее $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористостью 0,1–3%;
 2-я группа – порово-микрокаверново-трещинные с проницаемостью 0,0005– $0,85 \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористостью 3–6%;
 3-я группа – трещинно-микрокаверново-поровые с проницаемостью 0,11– $4513 \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористостью более 6%.

В процессе разработки месторождения продуктивность низкопористых (пористость от 3 до 6%) и высокопористых (свыше 6%) коллекторов была подтверждена результатами разработки.

По данным геофизических исследований скважин были выделены три основных типа коллектора:

- низкоемкий порово-трещинный (K_{Π} – от 3 до 6%),
- высокоемкий поровый ($K_{\Pi} \geq 6\%$),
- смешанный, включающий кавернозно-поровый ($K_{\Pi} \geq 6\%$), см. ОТЧЕТ.

При подсчете запасов газа Вуктыльского НГКМ в 1971 г. в соответствии с утвержденными ГОСТ и принятыми в ГКЗ методиками [4], оценка петрофизических параметров остаточной водонасыщенности, а значит и эффективной пористости, проводилась на образцах предварительно экстрагированного керна. При одних и тех же значениях открытой пористости водоудерживающие свойства пород (остаточную водонасыщенность) и эффективную пористость, помимо структуры емкостного пространства, определяют их физико-химические характеристики [5–7]. По результатам исследований авторов экстракция образцов керна меняет физико-химические свойства пород [7], что существенно влияет на величину моделируемой в лабораторных условиях остаточной водонасыщенности. По этой причине комплексные исследования свойств

пород в настоящей работе проведены на неэкстрагированной органическими растворителями коллекции образцов.

Материалы и методы

В Петрофизическом центре ИПНГ РАН были исследованы 398 образцов керна из продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ [8]. Неэкстрагированный керн из продуктивных отложений месторождения изучен комплексом литолого-петрографических, петрофизических, геохимических и физико-химических методов.

На основе результатов оценки коэффициентов открытой пористости $K_{\Pi,0}$ методом насыщения и остаточной водонасыщенности $K_{B,0}$ методом центрифугирования по формуле (1) были рассчитаны коэффициенты эффективной пористости $K_{\Pi,\text{ЭФ}}$:

$$K_{\Pi,\text{ЭФ}} = K_{\Pi,0} (1 - K_{B,0}) = K_{\Pi,0} - WK_{B,0}, \quad (1)$$

где $WK_{B,0}$ – коэффициент объемной остаточной водонасыщенности.

Концентрации битумоидов оценены способом последовательной экстракции растворителями: хлороформом и спирто-бензолом. Экстракция образцов пород (4 г в порошках) проводилась по следующей схеме: хлороформом (X_{B_1}) – спирто-бензолом (C_{B_1}) – хлороформом (X_{B_2}) – спирто-бензолом (C_{B_2}). Далее рассчитывалось суммарное содержание битумоидов $C_{\text{бит}}$, накопленное в результате четырехступенчатой экстракции. Компонентный (групповой) состав битумоидов (содержание масел, смол бензольных и спирто-бензольных, асфальтенов) устанавливался методом капиллярных вытяжек с дальнейшим применением люминесцентного метода анализа.

В изученной коллекции керна представлены, в основном, породы с $K_{\text{П.о}}$ ниже 6% [8]. С целью повышения достоверности петрофизических связей проанализированы данные предыдущих петрофизических исследований образцов керна Вуктыльского НГКМ, а также **для сравнения** привлечены результаты изучения образцов неэкстрагированного керна из продуктивных карбонатных отложений Оренбургского НГКМ (ОНГКМ) пермокарбонового возраста.

Результаты

При подсчете запасов газа 1971 г. величина коэффициента газонасыщенности K_{Γ} , а соответственно, и эффективной пористости, оценивалась по единому для всего разреза уравнению (2), полученному при анализе результатов петрофизических исследований экстрагированного керна (см. ОТЧЕТ):

$$K_{\Gamma} = 1 - K_{\text{В.о}} = 0,5418 K_{\text{П.о}}^{0,1813}. \quad (2)$$

Анализ результатов современных петрофизических исследований коллекции неэкстрагированного керна показал, что, во-первых, характер петрофизических связей для каждого из объектов подсчета запасов различен [8]. Отложения нижнепермского возраста характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с породами каменноугольного возраста изучаемого разреза, в то время как использованные при обосновании уравнения (2) петрофизические параметры большинства исследованных экстрагированных образцов с пористостью выше 6% были отобраны из отложений московского яруса среднего карбона. Таким образом, использование

единого уравнения для всего разреза приводит к искажению величин подсчетных параметров.

Во-вторых, величина коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{\text{В.о}}$, оцениваемая при исследовании экстрагированного керна, выше, чем значение $K_{\text{В.о}}$, измеренное при изучении неэкстрагированного керна (рис. 2). Такая закономерность обусловлена частичной гидрофилизацией пород в результате экстрагирования керна, поскольку при экстракции удаляется часть неполярных осмоленных (легкие смолы) и маслянистых углеводородных битумоидов [7].

Таким образом, с целью построения трехмерных геологических моделей эффективной пористости пород были обоснованы петрофизические связи коэффициентов остаточной водонасыщенности $K_{\text{В.о}}$, определенных при исследовании образцов неэкстрагированного керна, с коэффициентами открытой пористости $K_{\text{П.о}}$ раздельно для продуктивных отложений подсчетных объектов II–VI. Поскольку в исследованной коллекции керна из нижнепермских отложений фактически отсутствовали высокопористые образцы, линии связи $K_{\text{В.о}} = f(K_{\text{П.о}})$ в интервале значений $K_{\text{П.о}}$ выше 6–8% продолжены закономерностями $K_{\text{В.о}} = f(K_{\text{П.о}})$, принятыми при подсчете запасов 1971 г. (рис. 3). При этом линии новых, предлагаемых авторами, связей $K_{\text{В.о}} = f(K_{\text{П.о}})$ для пород каменноугольного возраста в интервале значений $K_{\text{П.о}}$ выше 6% лежат ниже графика зависимости, использованного при подсчете запасов газа 1971 г. (рис. 4). Ввиду малого количества данных коэффициент корреляции предлагаемых закономерностей не рассчитывался.

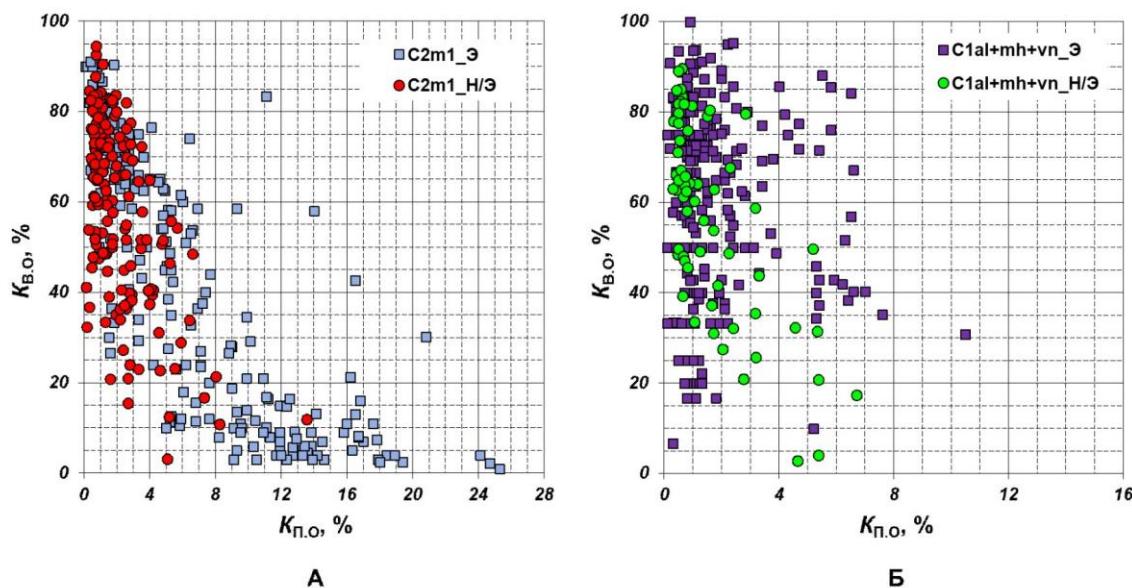


Рис. 2. Сопоставление значений коэффициентов остаточной водонасыщенности $K_{B,O}$ и открытой пористости $K_{P,O}$ по керну продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ:

А – нижний подъярус московского яруса среднего карбона C₂m₁ (IV объект подсчета запасов);
Б – алексинский и михайловско-веневский горизонты верхнего подъяруса визеяского яруса нижнего карбона C₁al+mh+vn (VI объект подсчета запасов)

Э – экстрагированный керн, Н/Э – неэкстрагированный керн

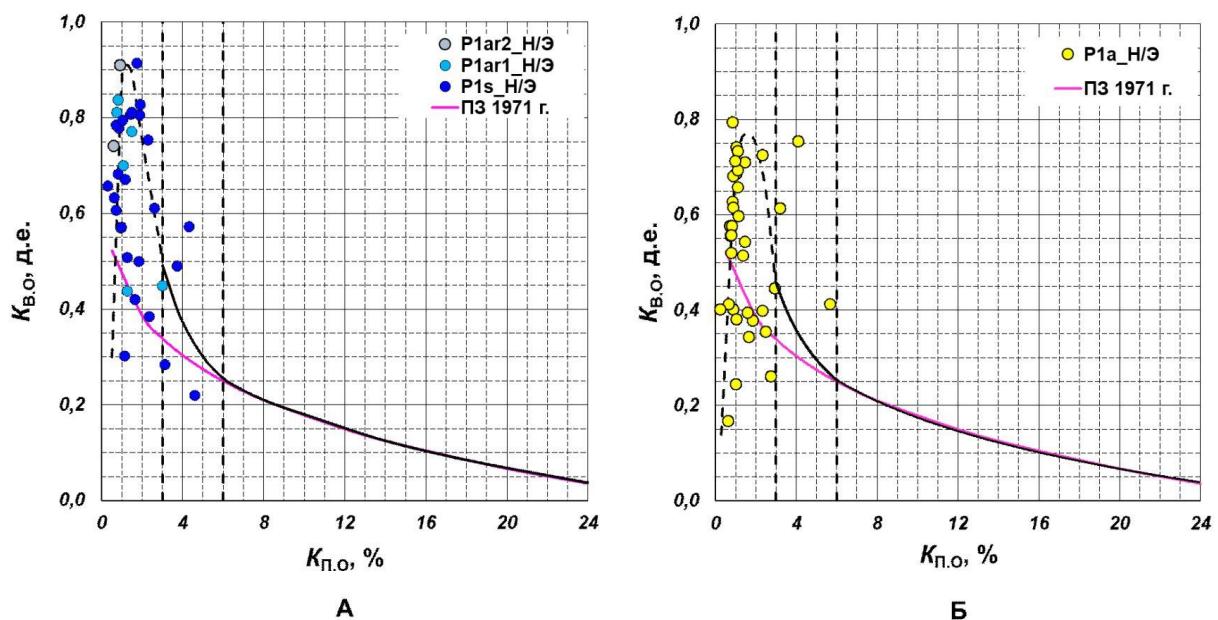


Рис. 3. Связи коэффициентов остаточной водонасыщенности с коэффициентами открытой пористости $K_{B,O} = f(K_{P,O})$ на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного (Н/Э) керна продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ:

А – артинский P₁ar и сакмарский ярусы P₁s (II объект подсчета запасов);
Б – ассельский ярус P₁a (III объект подсчета запасов)

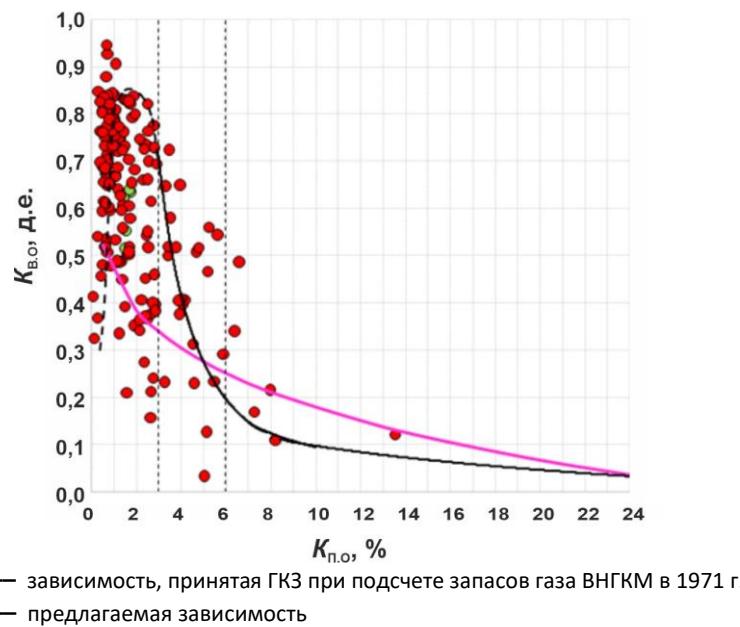


Рис. 4. Связь коэффициентов остаточной водонасыщенности с коэффициентами открытой пористости $K_{B,O} = f(K_{P,O})$ на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного (Н/Э) керна продуктивных отложений нижнего подъяруса московского яруса среднего карбона C_2m_1 (IV объект подсчета запасов) Вуктыльского НГКМ

С целью выявления причин существенных различий в связях $K_{B,O} = f(K_{P,O})$, полученных на основе данных исследования экстрагированных и неэкстрагированных образцов керна, были проанализированы факторы, влияющие на величину остаточной водонасыщенности карбонатных пород.

Известно, что измеряемая косвенными методами величина остаточной водонасыщенности образцов керна обусловлена структурой емкостного пространства и смачиваемостью породы [5, 6]. В случае исследования неэкстрагированного керна значение $K_{B,O}$ определяется также составом и свойствами сформированных в карбонатном матричном и емкостном объемах компонентов органического вещества. При преобладании неполярного керогена в составе преобразующегося органического вещества в объеме первичных морфоструктур карбонатно-органической матрицы или на начальных этапах ее микритизации низкопористая ($\sim 1\% \leq K_{P,O}$) нефтегазоматеринская карбонатная порода

будет аномально гидрофобной с аномально низкой водонасыщенностью [6].

На этапе преобразования керогена до битумоидов, при высокой концентрации битумоидов, свойства породы будут зависеть от компонентного (группового) состава битумоидов, поскольку биполярные асфальтены и тяжелые спирто-бензольные смолы дифильны, а легкие смолы и масла неполярны и гидрофобизируют породу [9]. То есть установленный для карбонатных пород в интервале низких значений пористости (от 0 до 1,5–2%) рост до аномально высоких значений (75–90%) коэффициента остаточной водонасыщенности свидетельствует о процессах микритизации первичных морфоструктур карбонатно-органической матрицы, о промежуточных стадиях процессов ее перекристаллизации и преобразования до асфальтенов и тяжелых смол керогена, вышедшего в свободную фазу между микритовыми частицами субкапиллярнопоровой низкопористой низкопроницаемой микритизированной карбонатной матрицы.

В результате комплексного анализа результатов петрофизических, физико-химических, геохимических, электронно-микроскопических (в растровом электронном микроскопе) исследований представительной коллекции образцов керна Оренбургского НГКМ были выявлены закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы. С увеличением пористости пород происходит взаимосвязанное с процессами перекристаллизации преобразование органического вещества в последовательности: кероген → асфальтены → тяжелые смолы → легкие смолы (осмоленные углеводороды) → масла (углеводороды) → жидкые углеводороды (ЖУВ) нефтяного ряда [10]. То есть с ростом пористости породы происходит и изменение в породе компонентного состава органического вещества, который, в свою очередь, формирует водоудерживающую способность породы.

По данным изучения керна из отложений артинского, сакмарского и

асельского ярусов продуктивного разреза Вуктыльского НГКМ на сопоставлениях величин $K_{\text{в.о}}$ с $K_{\text{п.о}}$ в интервале величин коэффициентов пористости от 0 до 3% наблюдается аномальный **диапазон изменения значений коэффициента остаточной водонасыщенности:** от 16,9 до 91,4% (см. рис. 3). Выявленная закономерность сначала резкого увеличения до 90% и более (**в диапазоне значений $K_{\text{п.о}}$ от 0 до 1,5%**), **а затем, такого же резкого, снижения до 50%** (**в диапазоне значений $K_{\text{п.о}}$ 1,5–3%**), коэффициента остаточной водонасыщенности с ростом пористости (на рис. 3 эта часть связи $K_{\text{в.о}}=f(K_{\text{п.о}})$ обозначена пунктиром) не используется при оценке эффективной пористости пород ВНГКМ, поскольку породы с такой пористостью относятся к неколлектору.

Аналогичная закономерность изменения величины $K_{\text{в.о}}$ в интервале значений коэффициента пористости ниже 3% установлена авторами и для продуктивных карбонатных пермо-карбоновых отложений Оренбургского НГКМ (рис. 5) и подтверждает такую же закономерность, установленную для ВНГКМ.

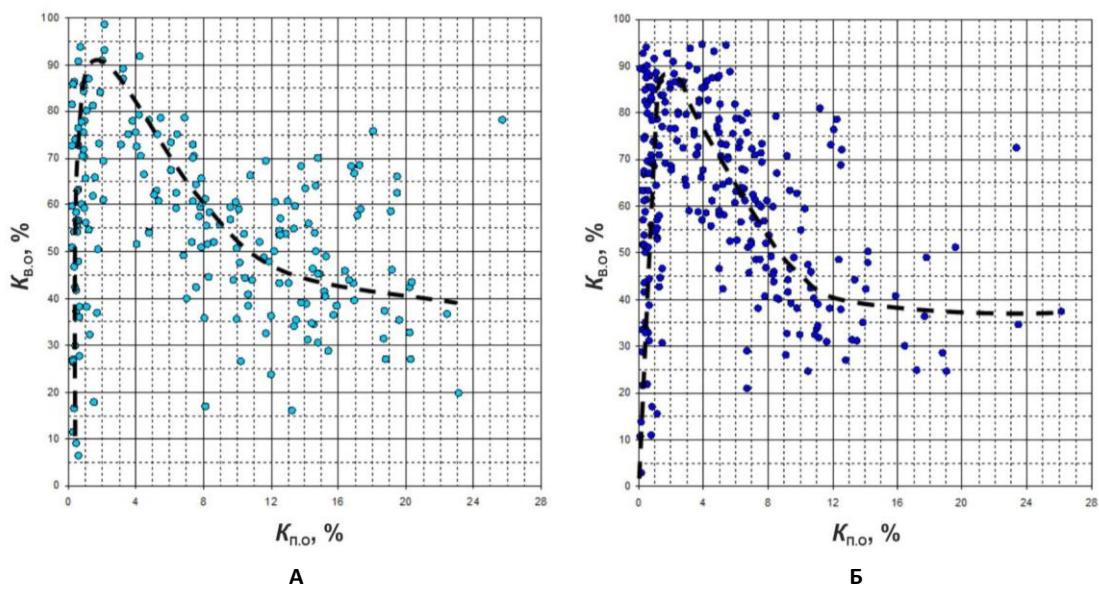


Рис. 5. Закономерность изменения значений коэффициентов остаточной водонасыщенности с ростом значений коэффициентов открытой пористости $K_{\text{в.о}} = f(K_{\text{п.о}})$ на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного (Н/Э) керна продуктивных карбонатных отложений центральной части Оренбургского НГКМ:
А – артинский ярус $P_{1\text{ag}}$; Б – сакмарский ярус $P_{1\text{s}}$

Комплексный анализ закономерностей изменения значений водонасыщенности и концентрации битумоидов с изменением значений коэффициента пористости для каждого стратиграфического подразделения ВНГКМ и ОНГКМ показал, что

аномально высокое содержание остаточной воды в порах пород сопровождается максимальными концентрациями битумоидов и повышенным содержанием в них асфальтенов и тяжелых смол (см. рис. 3, 5, 6, 7).

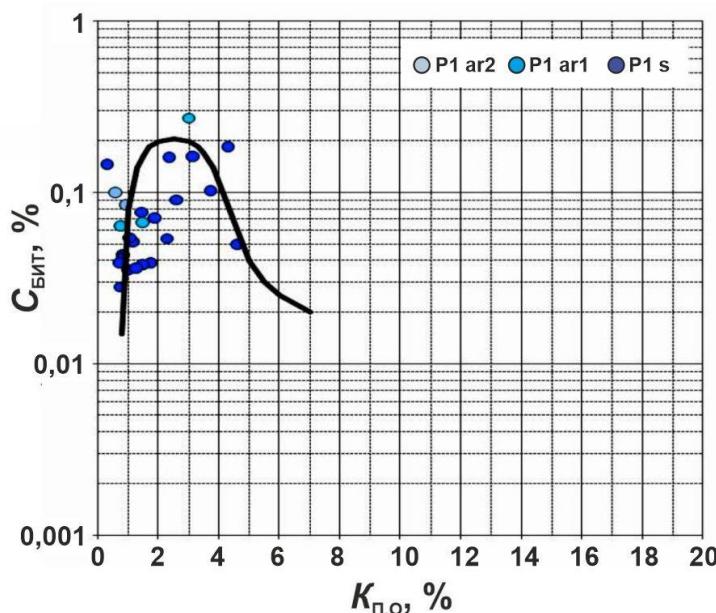


Рис. 6. Сопоставление суммарных значений массовых концентраций хлороформных и спирто-бензольных битумоидов $C_{\text{бит}}$ с коэффициентами открытой пористости $K_{\text{п.о.}}$ для пород продуктивных отложений артинского $P_1\text{ar}$ и сакмарского ярусов $P_1\text{s}$ Вуктыльского НГКМ (II объект подсчета запасов)

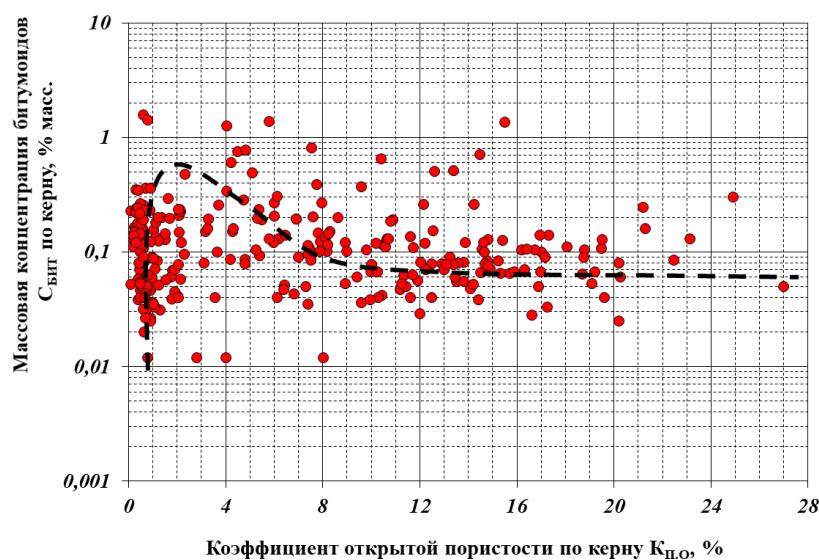


Рис. 7. Сопоставление значений массовых концентраций хлороформных битумоидов $C_{\text{бит}}$ с коэффициентами открытой пористости $K_{\text{п.о.}}$ для пород продуктивных отложений артинского яруса $P_1\text{ag}$ центральной части Оренбургского НГКМ

Снижение коэффициента остаточной водонасыщенности пород при дальнейшем увеличении их коэффициента пористости сопровождается последовательным снижением концентрации битумоидов и содержания в них дифильных асфальтенов и тяжелых смол, увеличением концентрации осмоленных и маслянистых неполярных компонентов битумоидов и соответствующим увеличением содержания ЖУВ в газонасыщенных емкостных объемах.

Таким образом, установленный идентичный характер зависимостей $K_{\text{в.о}} = f(K_{\text{п.о}})$ для продуктивных карбонатных отложений таких месторождений, как Вуктыльское и Оренбургское, позволяет рассматривать данную закономерность изменения величины коэффициента остаточной водонасыщенности с ростом пористости как универсальную, отражающую характер геохимической закономерности преобразования органического вещества и процессов нефтегазогенерации в нефтегазоматеринских

карбонатных отложениях месторождений углеводородов.

Аналогичные вышеописанным закономерности характерны для всех стратиграфических подразделений продуктивного разреза ВНГКМ. Для каждого объекта подсчета запасов были обоснованы индивидуальные связи $K_{\text{в.о}} = f(K_{\text{п.о}})$. Для подвернутого блока, вмещающего пласти всех возрастов изучаемого продуктивного разреза, уравнение $K_{\text{в.о}} = f(K_{\text{п.о}})$ было получено на основе средневзвешенных значений по долям порового объема каждого из объектов (рис. 8). Соответствующие уравнения зависимостей $K_{\text{в.о}} = f(K_{\text{п.о}})$ для пяти объектов подсчета запасов и подвернутого блока приведены в табл. 1. На основе этих уравнений были построены распределения величин коэффициентов остаточной водонасыщенности и эффективной пористости в 3D модели с использованием программного обеспечения RMS Roxar (рис. 9).

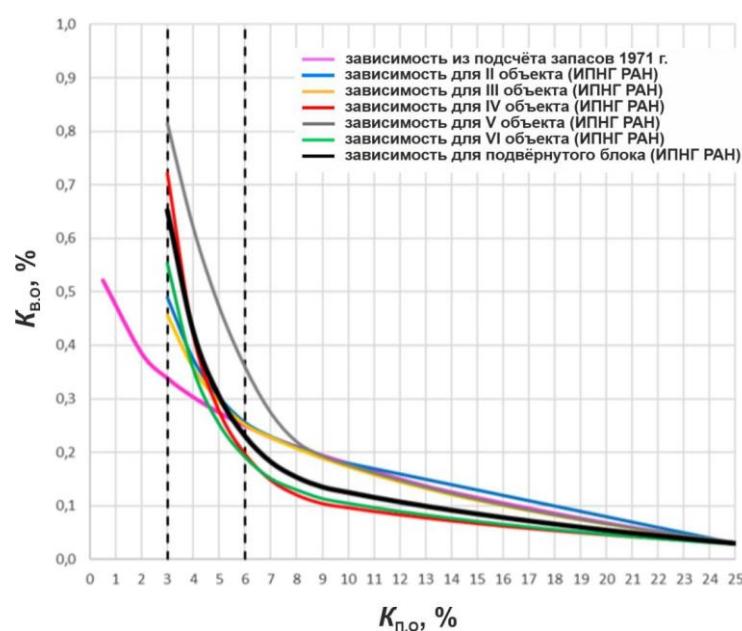


Рис. 8. Зависимости остаточной водонасыщенности $K_{\text{в.о}}$ от коэффициента открытой пористости $K_{\text{п.о}}$ для продуктивных отложений подсчетных объектов II–VI и подвернутого блока Вуктыльского НГКМ

Таблица 1

**Уравнения для оценки коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{в.о}$ (в д.е.)
продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ**

Объект подсчета запасов (возраст отложений)	Интервал пористости	Уравнение
II объект ($P_1ar_1-P_1s$)	$3\% \leq K_{\pi.o} < 8\%$	$K_{в.о} = 1,37 K_{\pi.o}^{-0,935}$
	$K_{\pi.o} \geq 8\%$	$K_{в.о} = -0,01 K_{\pi.o} + 0,28$
III объект (P_1s-P_1a)	$3\% \leq K_{\pi.o} < 6\%$	$K_{в.о} = 1,17 K_{\pi.o}^{-0,854}$
	$K_{\pi.o} \geq 6\%$	$K_{в.о} = -0,155 \ln(K_{\pi.o}) + 0,53$
IV объект (C_3-C_2m)	$3\% \leq K_{\pi.o} < 8\%$	$K_{в.о} = 5,67 K_{\pi.o}^{-1,875}$
	$K_{\pi.o} \geq 8\%$	$K_{в.о} = -0,073 \ln(K_{\pi.o}) + 0,264$
V объект ($C_2b-C_1s_2$)	$3\% \leq K_{\pi.o} < 8\%$	$K_{в.о} = 1,843 \exp(-0,272 K_{\pi.o})$
	$K_{\pi.o} \geq 8\%$	$K_{в.о} = -0,159 \ln(K_{\pi.o}) + 0,543$
VI объект ($C_1s_1-C_1al+mh+vn$)	$3\% \leq K_{\pi.o} < 8\%$	$K_{в.о} = 2,97 K_{\pi.o}^{-1,53}$
	$K_{\pi.o} \geq 8\%$	$K_{в.о} = -0,0835 \ln(K_{\pi.o}) + 0,297$
Подвернутый блок	$3 \% \leq K_{\pi.o} < 8\%$	$K_{в.о} = 3,346 K_{\pi.o}^{-1,49}$
	$K_{\pi.o} \geq 8\%$	$K_{в.о} = -0,105 \ln(K_{\pi.o}) + 0,368$

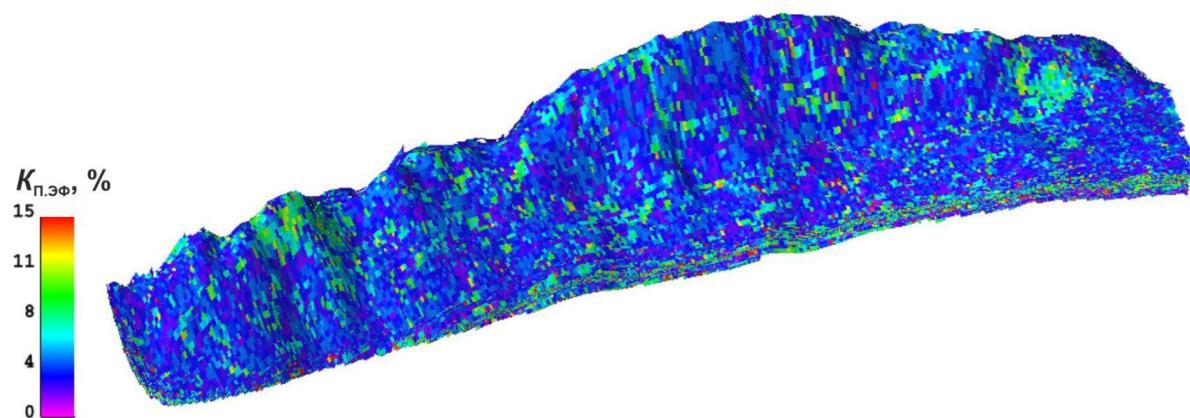


Рис. 9. Объемное (3D) математическое распределение значений коэффициентов эффективной пористости в продуктивных отложениях Вуктыльского НГКМ

Заключение

На основе анализа петрофизических, литолого-петрографических и геохимических исследований неэкстрагированного керна показано, что характер связей $K_{\text{в.о}} = f(K_{\text{п.о}})$ для продуктивных карбонатных отложений Вуктыльского и Оренбургского НГКМ отражает геохимическую закономерность преобразования органического вещества и процессов нефтегазогенерации в нефтегазоматеринских карбонатных отложениях месторождений углеводородов.

Сравнительный анализ результатов исследования экстрагированного и неэкстрагированного керна из продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ выявил, что экстракция керна перед проведением петрофизических исследований приводит к гидрофилизации поверхности емкостного пространства, в результате чего величина коэффициента остаточной

водонасыщенности $K_{\text{в.о}}$ завышается по сравнению со значениями $K_{\text{в.о}}$, определяемыми при изучении неэкстрагированного керна.

Разработана методика оценки величин эффективной пористости $K_{\text{п.эф}}$ пород продуктивного разреза Вуктыльского НГКМ. Обоснованы уравнения оценки величин коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{\text{в.о}}$ и эффективной пористости $K_{\text{п.эф}}$ для продуктивных отложений подсчетных объектов II–VI и подвернутого блока Вуктыльского НГКМ. Созданные на основе геологической 3D модели Вуктыльского НГКМ и разработанной методики оценки величин $K_{\text{п.эф}}$ математические 3D модели распределения коэффициентов эффективной пористости являются основой для оценки ресурсов жидких углеводородов матричной нефти Вуктыльского месторождения.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Гриценко А.М., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. М.: Недра, 1995. 264 с.
2. Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. и др. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. СПб: Недра, 2004. 396 с.
3. Яковлев С.В., Вишератина Н.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Вестн газовой науки. 2018. № 3(35). С. 350–357.
4. ГОСТ Р 56676-2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования. М.: Стандартинформ, 2016. 27 с.
5. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов. М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.
6. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеvodосодержащих пород: Учеб. пособие. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 592 с.

7. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н. и др. Изменение смачиваемости пород карбонатных нефтегазоматеринских отложений при бурении скважин на полимер-коллоидном буровом растворе // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 17–27. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200545>
8. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А. и др. Усовершенствование петрофизической модели продуктивных отложений Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 2(29). С. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art2>
9. Задымова Н.М., Скворцова З.Н., Траскин В.Ю. и др. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства // Коллоидный журнал. 2016. Т. 78, № 6. С. 675–687. <https://doi.org/10.7868/S0023291216060227>
10. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Изд-во «Перо», 2017. С. 327–334.

The method of creating three-dimensional geological model of effective porosity of the Vuktyl field

N.A. Skibitskaya, I.O. Burkhanova*, M.N. Bolshakov, O.O. Marutyan, E.G. Domanova, T.A. Pugo
Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Abstract. The Vuktyl oil and gas condensate field is currently in the final stages of development. In order to expand the resource base of the field, research was conducted to estimate the reserves of matrix oil – the field's own oil, the indigenous gas-saturated part of productive sediments. The proposed method for constructing a structural-capacitive three-dimensional model of the distribution of effective porosity is based on the analysis of an unextracted core study results.

Keywords: Vuktyl oil and gas condensate field, three-dimensional geological model, effective porosity, residual water saturation, unextracted core.

Citation: *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Marutyan O.O., Domanova E.G., Pugo T.A. The method of creating three-dimensional geological model of effective porosity of the Vuktyl field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1> (In Russ.).*

References

1. *Gritsenko A.I., Nikolaev V.A., Ter-Sarkisov R.M.* Component recovery of a stratum during gas-condensate field development. Moscow: Nedra, 1995. 264 p. (In Russ.).
2. *Belonin M.D., Prishchepa O.M., Teplov E.L.* et al. Timan-Pechora province: geological structure, oil and gas potential and development prospects. St. Petersburg: Nedra, 2004. 396 p. (In Russ.).
3. *Yakovlev S.V., Visheratina N.P.* Non-traditional hydrocarbon resources of Vuktyl oil-and-gas-condensate field // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2018. No. 3(35). P. 350–357. (In Russ.).
4. GOST R 56676-2015. Gas and condensate field development project. Gas and gas-condensate reserves estimation by volumetric method. Main technical requirements Moscow: Standartinform, 2016. 27 p. (In Russ.).
5. *Dobrynnin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A.* Petrophysics (physics of rocks): Textbook for universities. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).
6. *Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G.* Determination of the physical properties of oil- and water-saturated rocks: Textbook. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2007. 592 p. (In Russ.).
7. *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N.* et al. Carbonate oil and gas source rocks wettability alteration due to influence of polymer-colloidal drilling mud // SOCAR Proceedings. 2021. Special Issue No. 2. P. 17–27. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200545> (In Russ.).
8. *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Kuzmin V.A.* et al. Improved petrophysical model for the productive layers of the Vuktyl field // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 2(29). P. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art2> (In Russ.).
9. *Zadymova N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Yu.* et al. Heavy oil as an emulsion: composition, structure, and rheological properties // Colloid Journal. 2016. Vol. 78, No. 6. P. 735–746. <https://doi.org/10.1134/S1061933X16060211>

10. *Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N. et al.* Regularity and interrelation of catagenetic processes of organic matter transformation in the composition of the oil and gas source carbonate-organic matrix of hydrocarbon deposits // New ideas in oil and gas geology – 2017: Collected papers (from the International Scientific Conference) / Ed. by A.V. Stupakova. Moscow: Pero, 2017. P. 327–334. (In Russ.).

Определение проницаемости по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического инварианта

К.В. Коваленко^{1,2*}, Н.Е. Лазуткина^{1*}, О.М. Пономаренко^{1,2}, Л.Ф. Зарипова^{1,2}**

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: *kazimirk@hotmail.com, **lazutnat@mail.ru

Аннотация. Достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов нефти и газа зависит от информативности комплексов петрофизических и геофизических исследований скважин, а также эффективности методик интерпретации полученных данных.

Для определения проницаемости по данным геофизических исследований скважин без использования корреляционной связи проницаемости с пористостью в работе предложено преобразованное на основе петрофизического инварианта (нормированной эффективной пористости) уравнение Козени–Кармана.

Уравнение позволяет учесть неоднородность порового пространства межзернового коллектора при соответствующей петрофизической настройке на содержание основных гранулометрических фракций.

Ключевые слова: проницаемость, петрофизический инвариант, эффективная пористость, петрофизические исследования, интерпретация данных ГИС.

Для цитирования: Коваленко К.В., Лазуткина Н.Е., Пономаренко О.М., Зарипова Л.Ф. Определение проницаемости по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического инварианта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 17–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art2>

Постановка задачи

Проницаемость определяет фильтрационные свойства коллектора, что актуализирует изучение этого параметра при построении геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа. Как правило, эмпирические сопоставления типа «керн–керн» выступают базисом для определения проницаемости коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Для расчета проницаемости используют эмпирическую связь с общей или открытой пористостью. Если изучаемые коллекторы достаточно однородны, то по результатам лабораторных анализов кернового материала могут быть получены связи с высоким коэффициентом корреляции.

В работах [1–4] показано, что между проницаемостью и эффективной пористостью отмечаются связи с большим коэффициентом корреляции, чем между проницаемостью и открытой пористостью.

Строго говоря, абсолютная проницаемость, характеризующая этот показатель породы в сухом состоянии для газа, не учитывает взаимодействие флюидов с поверхностью породы, в отличие от эффективных и фазовых проницаемостей по воде и углеводородам. Но, так как абсолютная проницаемость коррелирует с эффективной, актуальность способов ее расчета по данным ГИС сохраняется [2].

Ранее было показано [2], что эффективная пористость может быть определена методами ГИС, для полиминеральных неоднородных коллекторов. Именно она является высокоинформативным параметром, позволяющим рассчитывать проницаемость более точно, чем при использовании открытой пористости.

В статье рассмотрено использование зависимости проницаемости от величины петрофизического инварианта Ψ (нормированной эффективной пористости или эффективной пористости $K_{n\text{ eff}}$, деленной на ее максимальное значение в изучаемом интервале пласта $K_{n\text{ eff max}}$ [2]) с учетом размеров и содержания основных гранулометрических фракций, основанное на преобразовании известного уравнения Козени–Кармана.

Взаимосвязи параметров уравнения Козени–Кармана с эффективной пористостью

В классической форме уравнение Козени–Кармана имеет вид:

$$K_{np} = \frac{K_{n\text{ eff}}^3}{fT^2 S_{y\partial}^2}, \quad (1)$$

где $K_{n\text{ eff}}$ – эффективная пористость;
 $S_{y\partial}$ – удельная поверхность;
 T – относительная извилистость каналов;
 f – коэффициент, отражающий форму порового канала [3, 4].

Рассмотрим параметры, входящие в уравнение (1), с позиции практического использования этого уравнения при интерпретации данных геофизических исследований скважин. Эффективная пористость, входящая в числитель, определяется по результатам интерпретации материалов ГИС [2, 5].

В знаменатель входят следующие параметры: коэффициент формы канала, относительная извилистость каналов, удельная поверхность.

Эти параметры напрямую по данным ГИС не измеряются. Они могут быть определены на основании установленных связей с фильтрационно-емкостными и компонентными характеристиками коллектора. В качестве основного параметра для установления этих закономерностей будем использовать эффективную пористость.

Рассмотрим, каким образом можно смоделировать взаимосвязи эффективной пористости с удельной поверхностью и относительной извилистостью для их включения в уравнение (1).

Изменение удельной поверхности зависит от содержания в коллекторе различных гранулометрических фракций. Степень изменчивости удельной поверхности обуславливает неоднородность коллекторов и, как следствие, различие петрофизических связей, используемых для интерпретации данных ГИС. В процессе исследования принимаем модель коллектора, в которой матрица (или скелет) коллектора образован песчаной и алевритовой фракциями; емкость скелета заполняет глинистая фракция, являющаяся цементом. Основными факторами, определяющими фильтрационные свойства коллектора, выступают содержание и свойства цемента полиминерального состава [2, 3, 6, 7].

Используя выражение, определяющее величину удельной поверхности при сферической форме зерен в зависимости от диаметра частиц [3, 4], рассчитаем полную удельную поверхность породы как сумму удельных поверхностей матрицы, состоящей из песчаной и алевритовой составляющих, и цемента, представленного пелитовой фракцией:

$$S_{y\partial} = 6 \left(\frac{K_{nec\gamma}}{d_{nec\gamma}} + \frac{K_{alev}}{d_{alev}} + \frac{K_{el наб}}{d_{el}} \right), \quad (2)$$

где $K_{nec\gamma}$ – объемное содержание песчаной фракции, K_{alev} – объемное содержание

алевритовой фракции, $K_{el наб}$ – объемное содержание глинистой фракции с учетом набухания;

$d_{nec\gamma}$, d_{alev} и d_{el} – средние диаметры зерен фракций по данным гранулометрического анализа.

Объемная модель коллектора представляет собой сумму коэффициентов, определяющих долю объема каждой из компонент:

$$K_n + K_{mb} = K_n + K_{ck} + K_{el} = K_{nec\gamma} + K_{alev} + K_{el} + K_n = 1, \quad (3)$$

где K_{ck} – объемное содержание скелетной фракции;

$K_{n ck}$ – пористость скелета (матрицы).

$$K_{ck} = K_{nec\gamma} + K_{alev}, \quad K_{n ck} = K_n + K_{el}.$$

Отметим, что $K_{ck} = 1 - K_{n ck}$ для «чистого» коллектора при отсутствии цемента.

На рис. 1 показано, что в гранулярном коллекторе между содержаниями песчаной и алевритовой фракций наблюдается достаточно тесная обратная корреляция. Это указывает на то, что одна фракция замещает другую. Важно отметить, что сумма объемов

этих фракций остается постоянной, а это означает, что пористость скелета коллектора изменяется незначительно при изменениях размеров зерен скелетной фракции коллектора. Сумма объемных содержаний этих фракций удовлетворяет соотношению:

$$K_{nec\gamma} + K_{alev} = 1 - K_{n ck} = \text{const} [2].$$

Сопоставления содержаний песчаной и алевритовой фракций с величиной петрофизического инварианта Ψ показаны на рис. 2.

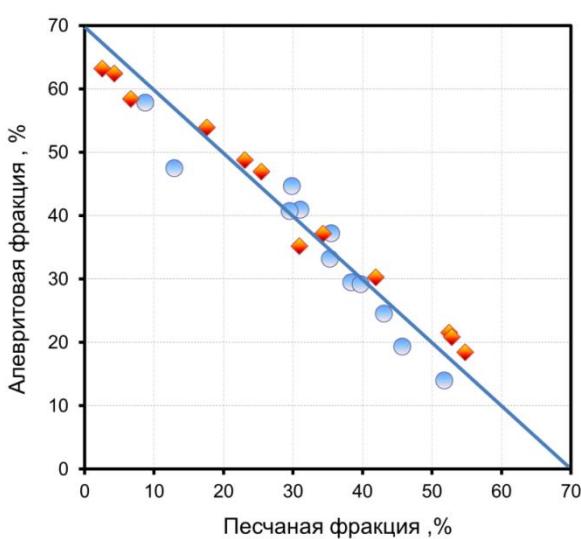


Рис. 1. Связь между содержаниями песчаной (●) и алевритовой (○) фракций мелкозернистого песчаника мелового возраста по данным двух скважин Западной Сибири

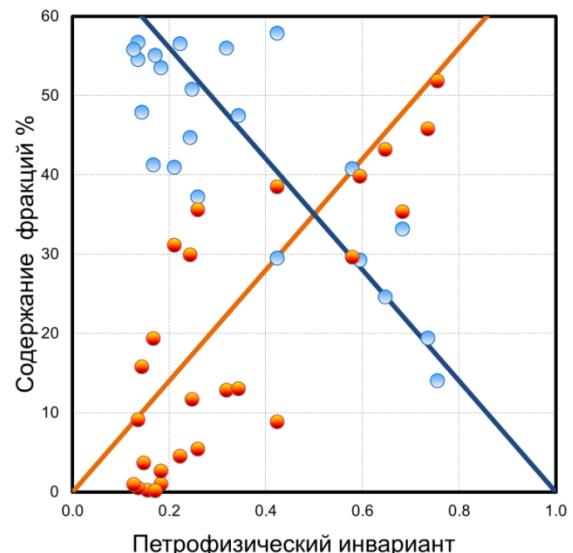


Рис. 2. Сопоставления содержаний песчаной и алевритовой фракций с величиной петрофизического инварианта Ψ в мелкозернистом песчанике мелового возраста, Западная Сибирь. Линии – модельные взаимосвязи $K_{nec\gamma}(\Psi)$ и $K_{alev}(\Psi)$

Можно сделать вывод, что содержание песчаной фракции K_{nec} коррелирует с Ψ на уровне линейного тренда $K_{nec} = a \cdot \Psi + b$. При $\Psi = 1$ имеем чистый неглинистый коллектор, в котором отсутствуют алевритовая и глинистая фракции.

Согласно (3), величина

$$K_{ck} = K_{nec} = 1 - K_{n ck}.$$

При $\Psi = 0$ задаем $K_{nec} = 0$ и, выражая коэффициенты линейного тренда, для описания связи K_{nec} с Ψ получаем выражение:

$$K_{nec} = \Psi(1 - K_{n ck}).$$

Соответственно, так как

$K_{ck} = \text{const}$,
связь содержания алевритовой фракции K_{alev} с Ψ описывается уравнением:

$$K_{alev} = (1 - \Psi)(1 - K_{n ck}).$$

Для определения удельной поверхности из уравнения (2) по данным гранулометрического анализа необходимо задание средних значений диаметров зерен

Выражение для определения удельной поверхности с использованием эффективной пористости и средних диаметров зерен гранулометрических фракций принимает следующий вид:

$$S_{yo} = 6 \left[\frac{\Psi(1 - K_{n ck})}{d_{nec}} + \frac{(1 - \Psi)(1 - K_{n ck})}{d_{alev}} + \frac{K_{el наб}}{d_{el}(1 + C_1 \Psi)} \right], \quad (4)$$

где, как показано в [2, 3],

$$K_{el наб} = K_{el} K_{n el} / (1 - K_{n el}) + K_{el} = K_{n эф макс} - K_{n эф}.$$

В выражение (1) входит произведение квадрата относительной извилистости (отношение среднестатистической длины каналов к длине образца) на коэффициент

каждой фракции. Если величины средних значений диаметров песчаной и алевритовой фракций варьируются в малых диапазонах, то размер глинистой фракции изменяется в зависимости от минералогического состава цемента и, как следствие, степени набухания.

Исходя из связи коллекторских свойств с типом глинистых минералов [1, 2, 6, 8], для учета переменного диаметра зерен глинистой фракции при изменении величины петрофизического инварианта используем соотношение

$$d_{el} = d_{el мин} (1 + C_1 \Psi),$$

где $d_{el мин}$ – средний диаметр пелитовой фракции;

C_1 – эмпирический коэффициент, учитывающий изменение диаметра пелитовой фракции при изменении коэффициента набухания.

Согласно этому соотношению, с увеличением эффективной пористости и, соответственно, с улучшением коллекторских свойств, средний диаметр глинистой фракции увеличивается [6, 8].

формы канала. Совокупность пор и капилляров природных коллекторов образует сложную систему, поры и капилляры имеют переменное сечение [4, 7].

Следовательно, параметр формы порового канала в (1) нельзя считать в полной мере коэффициентом – он является некоторой функцией формы канала, практическое определение которой не представляется возможным. Аналогичный вывод справедлив и для параметра извилистости T . Поскольку произведение fT^2 в выражении (1) не остается постоянной величиной при движении по разрезу, то необходимы взаимосвязи, позволяющие учесть изменение этого произведения по глубине исследования. Рассмотрим наличие искомой взаимосвязи с параметром Ψ .

По измеренным на образцах керна значениям проницаемости и эффективной пористости, рассчитав удельную поверхность по выражению (4), имеем возможность вычисления произведения $f^{1/2}T$, входящего в уравнение (1). На рис. 3 показана взаимосвязь рассчитанного произведения $f^{1/2}T$ с величиной петрофизического инварианта Ψ для мелкозернистых глинистых песчаников юрского возраста Западной Сибири. Линейный тренд между параметрами $f^{1/2}T$ и Ψ можно описать выражением:

$$f^{1/2}T = C_2\Psi ,$$

где C_2 – эмпирический коэффициент пропорциональности, который необходимо варьировать до получения удовлетворительного сопоставления расчетных и измеренных значений проницаемости.

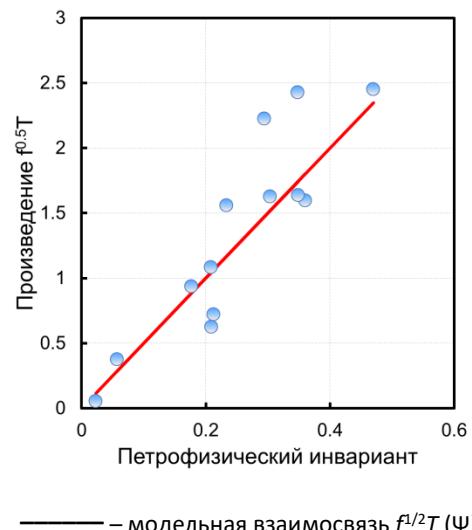


Рис. 3. Сопоставление расчетного произведения $f^{1/2}T$ с величиной петрофизического инварианта Ψ в мелкозернистых глинистых песчаниках юрского возраста, Западная Сибирь

Таким образом, преобразованное уравнение Козени–Кармана принимает следующий вид:

$$K_{np} = \frac{K_{n\text{ эф}}^3}{(C_2\Psi)^2} \left[6 \left(\frac{\Psi(1 - K_{n\text{ ск}})}{d_{nec}} + \frac{(1 - \Psi)(1 - K_{n\text{ ск}})}{d_{alev}} + \frac{K_{n\text{ эф макс}} - K_{n\text{ эф}}}{d_{el}(1 + C_1\Psi)} \right) \right]^{-2}. \quad (5)$$

Практические примеры использования преобразованного уравнения

В качестве примера воспользуемся результатами лабораторных анализов кернового материала песчаников мелового и юрского возраста месторождений Западной Сибири.

На рис. 4а представлено сопоставление пористости и абсолютной проницаемости (данные интервала глубин 2300–2800 м): по результатам лабораторных измерений (голубые маркеры) и значения проницаемости, рассчитанные по уравнению (5) (красные маркеры).

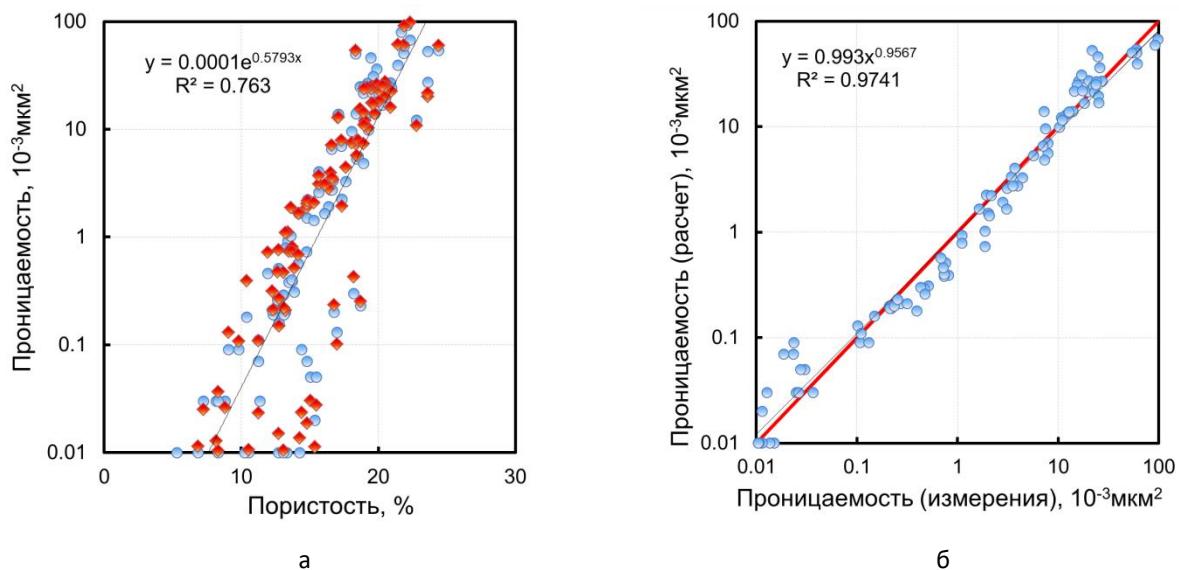


Рис. 4. Сопоставление:

а – абсолютной проницаемости с пористостью, измеренных (●) и расчетных по уравнению (5) (●);
б – измеренных и рассчитанных по (5) значений K_{np} для песчаников мелового и юрского возраста (2300–2800 м), Западная Сибирь

Эффективная пористость определена по данным лабораторных измерений K_n и K_{vo} . Пористость скелета породы задана как функция глубины (вывод этой зависимости приведен в [2]), а максимальная эффективная пористость – уравнением:

$$K_{n\text{ эф макс}} = K_{n\text{ ск}} - K_{n\text{ ск}}K_{vo\text{ ск}},$$

где $K_{n\text{ ск}}K_{vo\text{ ск}} = 5,56\%$, согласно оценкам для Западной Сибири, приведенным в [2].

Средние диаметры фракций рассчитаны по результатам гранулометрического анализа:

- для песчаной фракции $d_{\text{песч}} = 0,25 \text{ мм}$,
- для алевритовой фракции $d_{\text{алев}} = 0,095 \text{ мм}$,
- для глинистой фракции $d_{\text{гл мин}} = 0,0015 \text{ мм}$.

Значения коэффициентов приняты как $C_1 = 3$ и $C_2 = 5$.

На рис. 4а видно, что уравнение (5) позволяет получить близкие к измеренным значения проницаемости. График на рис. 4б иллюстрирует сопоставление измеренных и рассчитанных по преобразованному уравнению (5) значений проницаемости с высоким уровнем достоверности ($R^2 = 0,97$).

Важно отметить, что преобразованное уравнение (5) не является функциональной зависимостью для всего разреза, а позволяет проводить расчет проницаемости для каждого образца в отдельности с учетом его индивидуальных особенностей, характеризуемых, в том числе, параметром Ψ , определяемым по ГИС. Возможность расчета эффективной пористости по ГИС позволяет в полной мере реализовать преимущества модифицированного уравнения (5).

На рис. 5 приведен пример определения проницаемости по результатам интерпретации материалов ГИС одного из месторождений Западной Сибири.

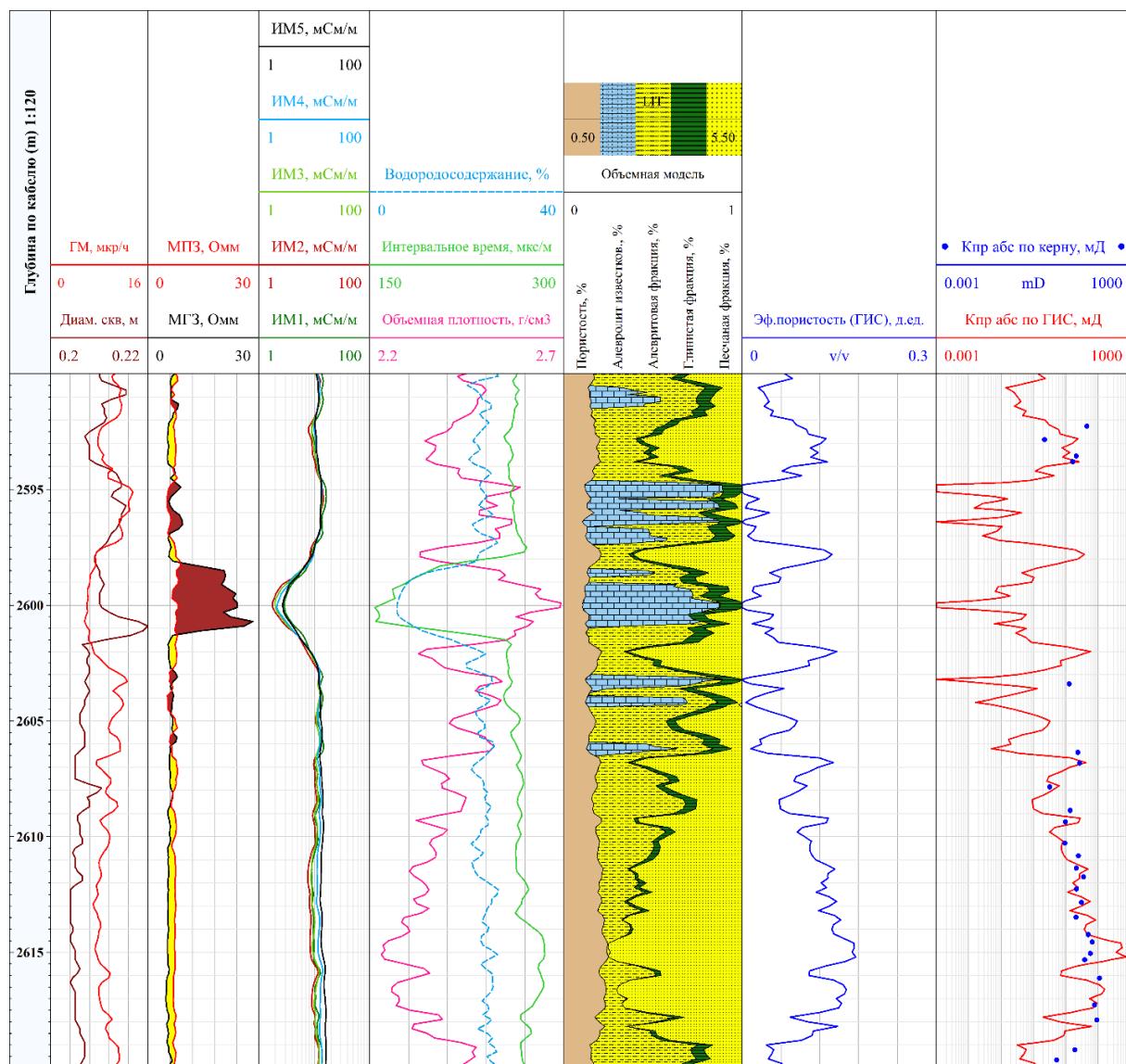


Рис. 5. Результаты определения проницаемости по данным ГИС и керну по одному из месторождений Западной Сибири

Согласно описанию керна и данным исследований шлифов, разрез состоит из неравномерного переслаивания песчаников мелкозернистых, неравномерно алевритовых, с неравномерным содержанием карбонатов), алевролитов (неравномерно песчаных, сидеритизированных). Цемент кварцево-реконструкционный, пленочно-поровый. Поровый цемент представлен сидеритом, каолинитом, гидрослюдой, кальцитом, лейкоксеном и хлоритом. Пленки гидрослюдистые, сидеритовые, редкие прерывистые хлоритовые.

В примере на рис. 5 переменной величиной, определяемой по данным ГИС, является эффективная пористость (методика расчета эффективной пористости по результатам комплексной интерпретации данных ГИС рассмотрена в [8]). Остальные параметры: средние диаметры гранулометрических фракций ($d_{\text{песч}}$, $d_{\text{алев}}$ и $d_{\text{гл}}$), максимальные значения эффективной пористости ($K_{n \text{ эф макс}}$) и пористости скелета ($K_{n \text{ ск}}$), а также коэффициенты C_1 и C_2 в уравнении (5) необходимо предварительно определять по результатам лабораторных исследований керна.

Выводы

К одному из важнейших результатов геологоразведочных и промысловых работ необходимо относить возможность количественного прогноза фильтрационных свойств коллекторов залежи в процессе разработки, определения характеристик продуктивности и состава притока. Эти задачи подчеркивают необходимость разработки и использования точных и надежных методик определения различных типов проницаемости по результатам исследований керна и интерпретации данных комплекса ГИС, не только эмпирических, но и параметрических [2, 6].

Традиционно используемая для описания связи $K_{np}(K_n)$ экспоненциальная функция $K_{np} = a \cdot \exp(bK_n)$ обладает ограничениями в случае необходимости описания измеренных значений проницаемости для неоднородных коллекторов с высокой точностью. Очевидно, что возможно проведение более тесных корреляций по отдельным литотипам или группам пород. В этом случае при интерпретации данных ГИС возникает

необходимость предварительного выделения данных литотипов или групп в разрезе, что является самостоятельной задачей.

Петрофизический инвариант ($\Psi = K_{n\text{ эф}}/K_{n\text{ эф, макс}}$), определяемый по данным ГИС, позволяет рассчитать проницаемость по уравнению (5) с разделением на отдельные литотипы или без, как показано в примере на рис. 4, с учетом изменения удельной поверхности, а также формы и извилистости поровых каналов по глубине.

Таким образом, в работе предложено преобразованное уравнение Козени–Кармана в виде выражения, которое позволяет учитывать неоднородность порового пространства межзерновых коллекторов и обеспечивает определение проницаемости по данным ГИС без использования эмпирических связей $K_{np}(K_n)$.

Модифицированное выражение представляет собой полуэмпирическое параметрическое уравнение, базирующееся на теоретически обоснованном уравнении Козени–Кармана, допускающее настройку на конкретный коллектор и интервал разреза.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800274-8).

Литература

1. Индрupский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора. // Нефтяное хозяйство. 2013. № 7. С. 76–80.
2. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 219 с.
3. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): Учебник для вузов. М.: Изд-во «Нефть и газ», 2004. 368 с.
4. Кобранова В.Н. Петрофизика: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 392 с.

5. Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Коваленко К.В. Определение эффективной пористости в гранулярном коллекторе по данным ГИС с обоснованием опорных параметров // Каротажник. 2016. № 1(259). С. 45–54.
6. Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С., Малыхин А.Я. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. М.: Недра, 1974. 240 с.
7. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др. Методика определения средних значений диаметров пор и каналов горных пород по данным ГИС на основе литолого-петрофизических исследований // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4>
8. Kozhevnikov D.A., Lazutkina N.Ye. Nuclear geophysics methods – an information kernel of logging data complex interpretation system // IEEE Transactions on Nuclear Science. 1995. Vol. 42, No. 4. P. 620–625. <https://doi.org/10.1109/23.467902>

Determination of permeability from well logging data based on the petrophysical invariant

K.V. Kovalenko^{1,2*}, N.E. Lazutkina^{1}, O.M. Ponomarenko^{1,2}, L.F. Zaripova^{1,2}**

1 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *kazimirk@hotmail.com, **lazutnat@mail.ru

Abstract. The reliability of determining the permeability and porosity properties of oil and gas reservoirs depends on the informative value of the sets of petrophysical and geophysical well surveys and the efficiency of the methods for interpreting the obtained data.

In order to determine the permeability from well logging data without using a correlation between permeability and porosity, the paper proposes the Kozeny–Carman equation, transformed on the basis of a petrophysical invariant (normalized effective porosity).

The equation makes it possible to take into account the heterogeneity of the pore space of the intergranular reservoir with an appropriate petrophysical setting for the content of the main granulometric fractions.

Keywords: permeability, petrophysical invariant, effective porosity, petrophysical surveys, well logging data interpretation.

Citation: Kovalenko K.V., Lazutkina N.E., Ponomarenko O.M., Zaripova L.F. Determination of permeability from well logging data based on the petrophysical invariant // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 17–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art2> (In Russ.).

References

1. Indrupskiy I.M., Blinova E.Yu., Kovalenko K.V. The influence of heterogeneity of a clay component material composition on a reservoir petrophysical and filtration characteristics // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2013. No. 7. P. 76–80. (In Russ.).
2. Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Evaluation of oil and gas reservoirs with the adaptive well log analysis. Moscow: Gubkin University, 2011. 219 p. (In Russ.).
3. Dobrynnin V.M., Wendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrophysics (Physics of rocks): Textbook for universities. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).
4. Kobranova V.N. Petrophysics: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1986. 392 p. (In Russ.).
5. Kozhevnikov D.A., Lazutkina N.E., Kovalenko K.V. Effective porosity evaluation in the granular reservoir from logs with marker parameters validated // Karotazhnik. 2016. No. 1(259). P. 45–54. (In Russ.).
6. Leontiev E.I., Dorogintsev L.M., Kuznetsov G.S., Malykhin A.Ya. Study of reservoirs of oil and gas fields in Western Siberia by geophysical methods. Moscow: Nedra, 1974. 240 p. (In Russ.).
7. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N. et al. Methodology for determining the average diameter of rock pores and channels by well-log data based on lithological and petrophysical studies // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4> (In Russ.).
8. Kozhevnikov D.A., Lazutkina N.Ye. Nuclear geophysics methods – an information kernel of logging data complex interpretation system // IEEE Transactions on Nuclear Science. 1995. Vol. 42, No. 4. P. 620–625. <https://doi.org/10.1109/23.467902>

Этап «поиск»: подходы к оценке перспективности разработки объектов в условиях низкой изученности

М.С. Космачева^{1*}, Г.Н. Воробьева¹, Р.А. Рыбаков¹, С.С. Остапчук²

1 – ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: *m.kosma4eva@yandex.ru

Аннотация. Изучение геологического строения месторождений нефти и газа, проектирование разработки и оценка перспективности потенциального актива сегодня в большинстве случаев осуществляются в условиях крайней нехватки информации.

В рамках работ по определению потенциала разработки одного из месторождений Западной Сибири был произведен аналитический расчет профилей добычи. Прежний опыт говорит о том, что геологические характеристики и данные разработки часто анализируются раздельно, что в последующем приводит к противоречию получаемых результатов. Рассмотрены два варианта оценки, условно названные «подходом от геологии к разработке» и «подходом от разработки к геологии», основное различие которых – подход к обоснованию и увязке геологических показателей и параметров разработки посредством PVT-свойств флюида.

Результаты эксперимента позволяют сделать вывод, что более корректным из рассмотренных является подход «от разработки к геологии», позволяющий комбинировать наиболее значимые показатели разработки и геологические данные для учета имеющейся информации.

Ключевые слова: оценка перспективности, низкая изученность, разработка нефтяных месторождений, геологическое моделирование, геолого-гидродинамическая модель, параметры разработки, многовариантные расчеты.

Для цитирования: Космачева М.С., Воробьева Г.Н., Рыбаков Р.А., Остапчук С.С. Этап «поиск»: подходы к оценке перспективности разработки объектов в условиях низкой изученности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 27–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art3>

В современных условиях развития нефтегазовой отрасли, ввиду истощения минерально-сырьевой базы, одним из резервов для поддержания уровней добычи углеводородов является поиск и разведка новых перспективных объектов. Очевидным конкурентным преимуществом нефтяных компаний становится повышение качества оценки проектов разработки.

В рамках работ по определению потенциала разработки на одном из месторождений Западной Сибири перед авторами была поставлена задача аналитического расчета профилей добычи.

Оцениваемый объект характеризуется низкой степенью изученности бурением и сейсморазведкой. Недостаточный объем выполненных исследований и сомнительная достоверность части полученных результатов не дают полное представление о строении месторождения при принятии бизнес-решений.

Для учета возможных рисков и неопределенностей в практике аналитических оценок широко используются детерминированные, вероятностные и комбинированные методы [1].

Авторами был использован комбинированный подход, при котором для выбранных пакетов геологических данных производился многовариантный расчет профилей добычи по сценариям P_{10} , P_{50} и P_{90} [2].

Анализ неопределенности и рисков выполнялся путем многовариантного моделирования; после того как было получено множество реализаций, рассчитывались геологические запасы по всем реализациям геологического строения и проводилась вероятностная оценка запасов углеводородов. Вероятностная оценка P_{90} (вероятность – 90%) является наиболее осторожной (пессимистичный вариант), оценка P_{10} – максимальная оценка геологических запасов (оптимистичный вариант) и P_{50} – наиболее реалистичный вариант (ожидаемый) геологического строения залежей нефти и газа.

Оценка проводилась в три этапа:

1. Комплексный анализ основных параметров (геолого-физических характеристик, PVT-свойств (Pressure, Volume, Temperature / давление, объем, температура), характеристик систем разработки и способов заканчивания скважин и т.д.);
2. Оценка ресурсов и расчет профилей добычи;
3. Оценка экономической эффективности.

На первом этапе специалистами-разработчиками собирались данные и проводился анализ основных параметров, таких как: пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, плотность и вязкость нефти, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент аномальности пластового давления; а также систем разработки,

способов заканчивания скважин (тип скважины, длина горизонтального ствола, количество портов гидроразрыва пласта (ГРП)) и др.

Следует отметить, что система поддержания пластового давления (ППД) не показала эффективности на соседних месторождениях данного региона, основные причины отсутствия результата – низкая проницаемость коллекторов и аномально высокое пластовое давление (АВПД). Применительно к ачимовским пластам в данном регионе метод ППД не рассматривается, как заведомо неэффективный.

В дополнение, для построения кривых относительных фазовых проницаемостей, были собраны керновые данные месторождений-аналогов региона. Пример анализа собранных керновых данных и данных гидродинамических исследований скважин для определения вероятностных значений относительной фазовой проницаемости (ОФП) и абсолютной проницаемости приведены на рис. 1 и 2.

Аналогично были собраны и верифицированы все обозначенные выше параметры, определены диапазоны их значений и рассчитаны перцентили для дальнейшего использования в вариантах P_{10} , P_{50} и P_{90} .

Анализируя опыт оценок перспективности потенциальных объектов разработки, было отмечено, что на втором этапе – при оценке ресурсов и расчете профилей добычи – показатели геологической изученности и разработки часто рассматриваются раздельно, что в последующем приводит к ряду противоречий в значениях основных параметров (рис. 3).

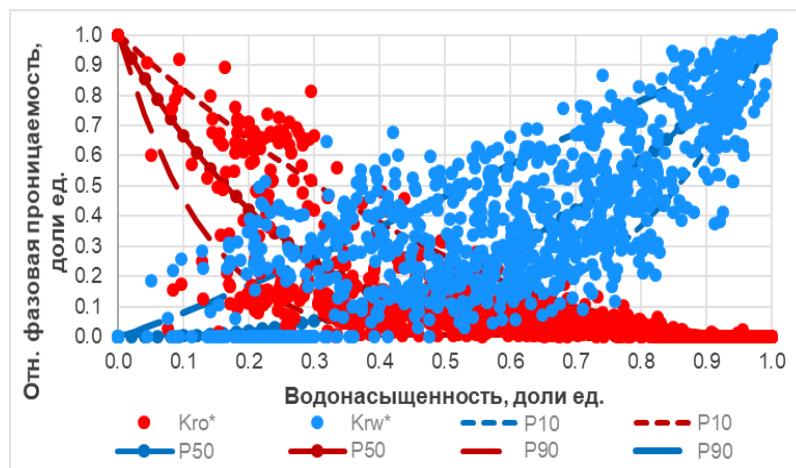


Рис. 1. Вероятностные кривые ОФП, построенные по данным керна месторождений-аналогов исследуемого объекта, Западная Сибирь

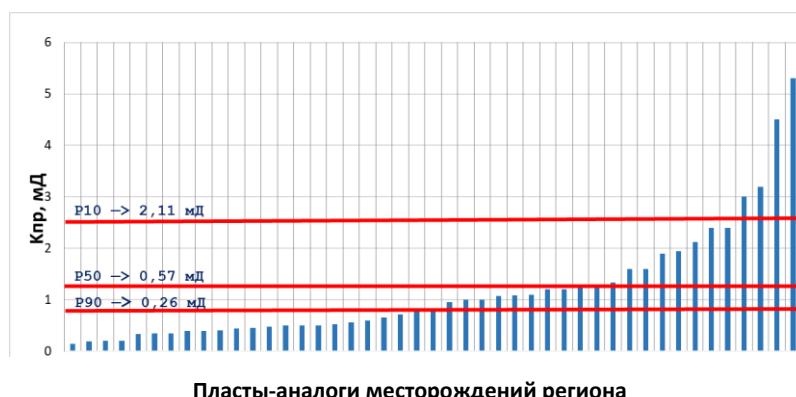


Рис. 2. Вероятностное распределение значений абсолютной проницаемости по данным керна месторождений-аналогов исследуемого объекта, Западная Сибирь

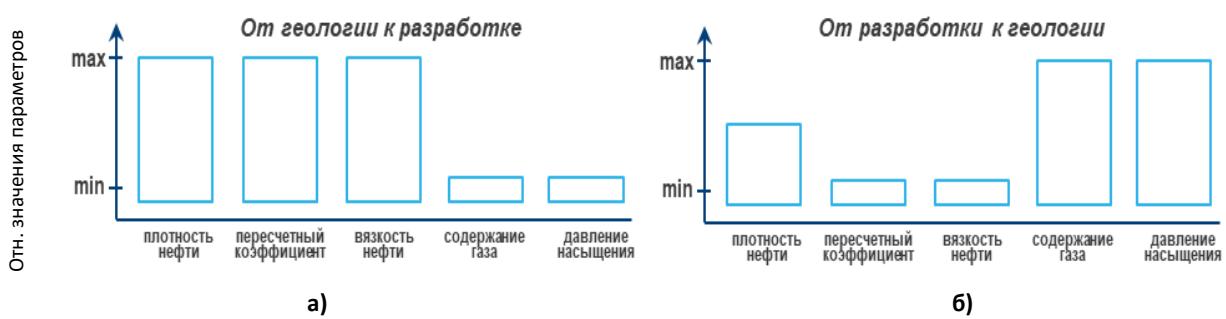


Рис. 3. Рассмотренные подходы а) «от геологии к разработке», б) «от разработки к геологии»
(по данным исследуемого объекта)

В первом подходе «от геологии к разработке» отправной точкой считалась предоставленная геологическая концепция, где очевидной характеристикой варианта P_{10} является соответствие ему наибольших начальных геологических запасов. Как следствие, при таком подходе принимаются

максимальные, определенные на первом этапе пределах диапазонов, вероятностные значения подсчетных параметров, в том числе плотности нефти и пересчетного коэффициента (величина, обратная объемному коэффициенту нефти).

В варианте Р₉₀, следуя данной логике, плотности нефти присваивалось более низкое значение и использовался более низкий пересчетный коэффициент. Далее, вместе с геологическими характеристиками, эти значения передавались специалистам-разработчикам для последующего проектирования и анализа разработки. Одним из шагов в подготовке исходных данных для расчета профилей добычи было совокупное описание свойств пластового флюида, для чего выбранные значения закладывались в PVT-симулятор, где рассчитывались и увязывались друг относительно друга остальные PVT-свойства. По результатам расчетов значение вязкости флюида было близко к максимальным аналитическим значениям, а газосодержания – к минимальным.

Во втором подходе «от разработки к геологии» авторы исходили из того, что основным параметром, оказывающим наибольшее влияние на разработку, помимо проницаемости, является вязкость и с точки зрения разработки лучшим считается

вариант, где вязкость нефти имеет более низкие значения. PVT-свойства рассчитывались, руководствуясь принципом, что в варианте Р₁₀ для нефти принято наименьшее, а в варианте Р₉₀, напротив, – самое высокое значение вязкости. Наряду с проницаемостью, вязкость определялась с помощью расчетного модуля «Crystal Ball» (Excel) в выбранном в ходе проведенного анализа диапазоне данных. Согласовать принятые и рассчитанные значения с параметрами выбранного пакета геологических данных удалось за счет весомого вклада в формулу подсчета запасов [3] остальных геологических параметров (площади залежи, эффективной нефтенасыщенной толщины) и вариант Р₁₀ оставался вариантом с самыми большими нефтегазоносными зонами (НГЗ), что не приводило к противоречиям между параметрами разработки и геологическими данными. Для примера в табл. 1 приведено сравнение параметров, полученных путем применения двух подходов.

Таблица 1

Сравнительная таблица PVT-свойств и НГЗ нефти

Подход	Параметр					НГЗ, млн т
	Газосодержание, м ³ /т	Объемный коэффициент, д.ед.	Плотность, г/см ³	Вязкость, сП	Рнас., атм	
I – «от геологии к разработке»	246	1,56	0,850	0,37	298	362
II – «от разработки к геологии»	625	2,32	0,812	0,15	438	290

Из рис. 3 и табл. 1 видно, что расчетные значения свойств флюида имеют существенные различия, влияющие на величину оцениваемых НГЗ и определяющие выбор режимов работы скважин. На следующем этапе была создана секторная геологогидродинамическая модель (ГДМ),

представляющая собой элемент разработки единичной добывающей скважины (система разработки для оцениваемого объекта была определена как разработка пласта горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в режиме истощения) (рис. 4, 5).

В модели использована опция многовариантных расчетов, которая, помимо возможности закрепить три сценария с учетом утвержденных пакетов геологических данных со всеми принятыми для них параметрами,

позволила увязать их с полученными PVT-свойствами и учесть оставшиеся диапазоны неопределенностей, в частности модификацию ОФП, опирающуюся на результаты керновых исследований пластов-аналогов.

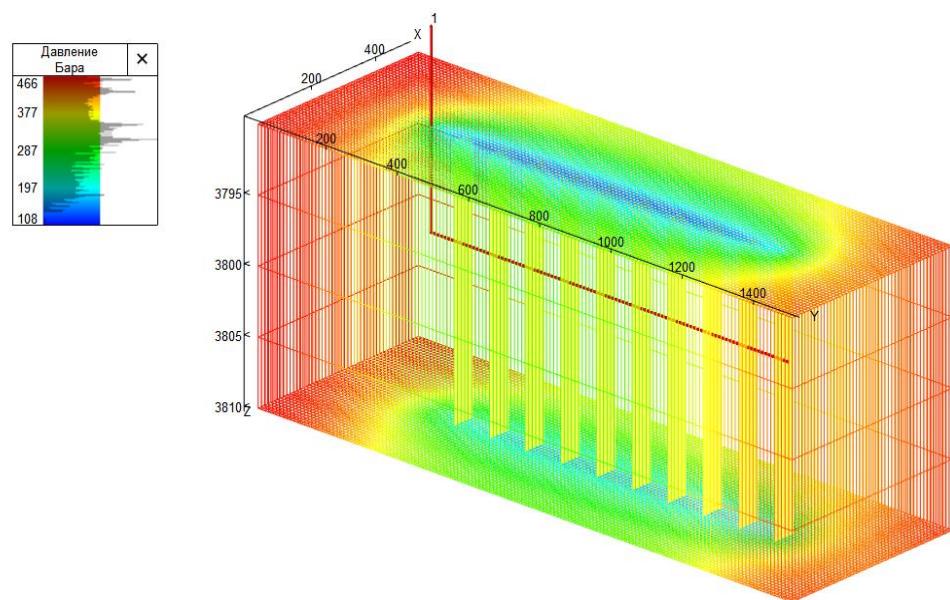


Рис. 4. Элемент разработки единичной добывающей скважины

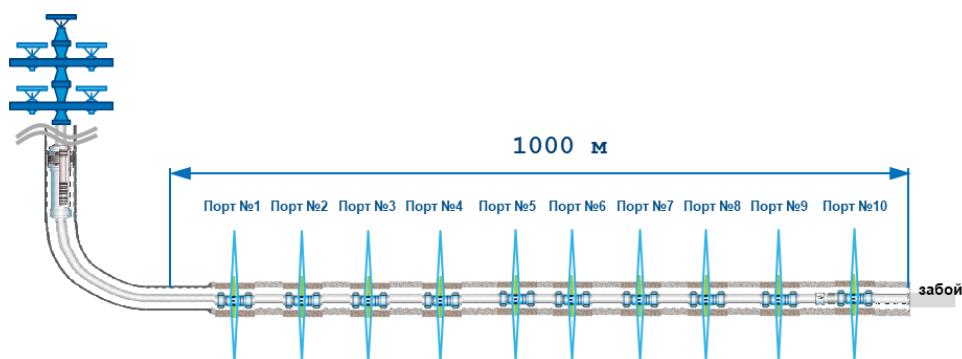


Рис. 5. Выбранный тип заканчивания скважин

Для каждого подхода было просчитано более пятисот итераций, результатом которых стали наборы возможных решений и значений основных показателей разработки (рис. 6).

Три итоговых профиля добычи были получены выбором перцентилей Р₁₀, Р₅₀, Р₉₀

по значению дисконтированной накопленной добычи нефти с ориентиром на данные ранее выполненного комплексного анализа, например, на ожидаемые значения начальных дебита нефти и обводненности, которые повышали степень уверенности в выбранном профиле.

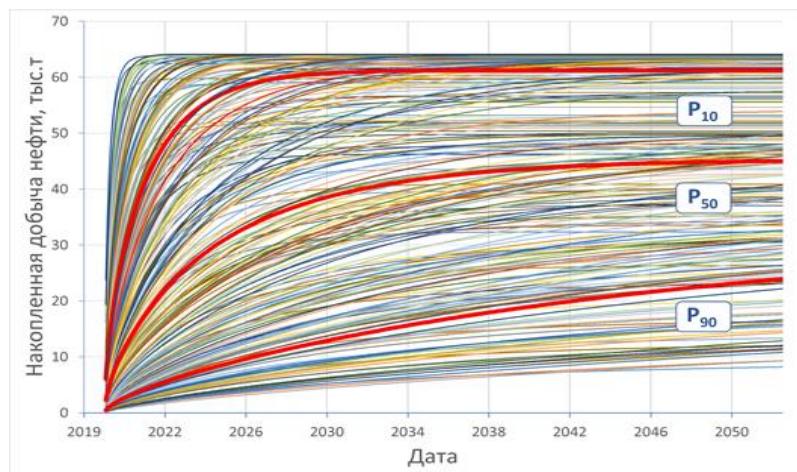


Рис. 6. Результат многовариантного расчета секторной геолого-гидродинамической модели исследуемого объекта (подход №2)

Полученные в обоих подходах результаты были проанализированы и сведены к основным параметрам, таким как начальный дебит, удельная добыча на 1 метр нефтенасыщенной толщины, темпы падения, прогнозируемая величина коэффициента извлечения нефти (КИН) для сравнения их с данными фактической работы скважин на разрабатываемых пластах-аналогах региона. Лучшую сходимость показали результаты расчетов подхода «от разработки к геологии», который и был выбран авторами как итоговый. Результаты расчета, а также основные показатели разработки в сравнении

с показателями пластов-аналогов региона приведены на рис. 7 и в табл.2.

Профили добычи были заложены в финансово-экономическую модель. На ее основе для всех трех вариантов были получены значения минимально рентабельных толщин (в геологической реализации P₉₀ их не оказалось), в пределах которых размещался фонд проектных скважин, из чего далее были рассчитаны суммарные профили по объекту (рис. 8). Совокупность полученных данных и показателей легли в основу принятия решения по перспективности нового актива.

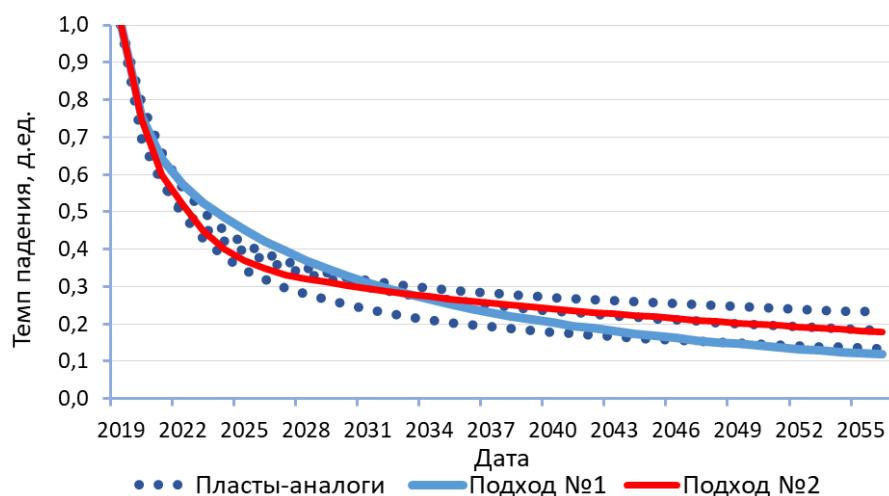


Рис. 7. Сравнительный график темпов падения добычи нефти по пластам-аналогам (месторождения Западной Сибири) и при подходах 1 и 2 на исследуемом объекте

Таблица 2

Основные показатели разработки

Подход	Показатели разработки			
	Накопленная добыча нефти, млн т	КИН, д. ед.	Удельная добыча нефти на скважину, тыс. т	Стартовый дебит
I – «от геологии к разработке»	28	0,1	105	132
II – «от разработки к геологии»	33	0,11	110	170
По пластам-аналогам	-	-	-	180

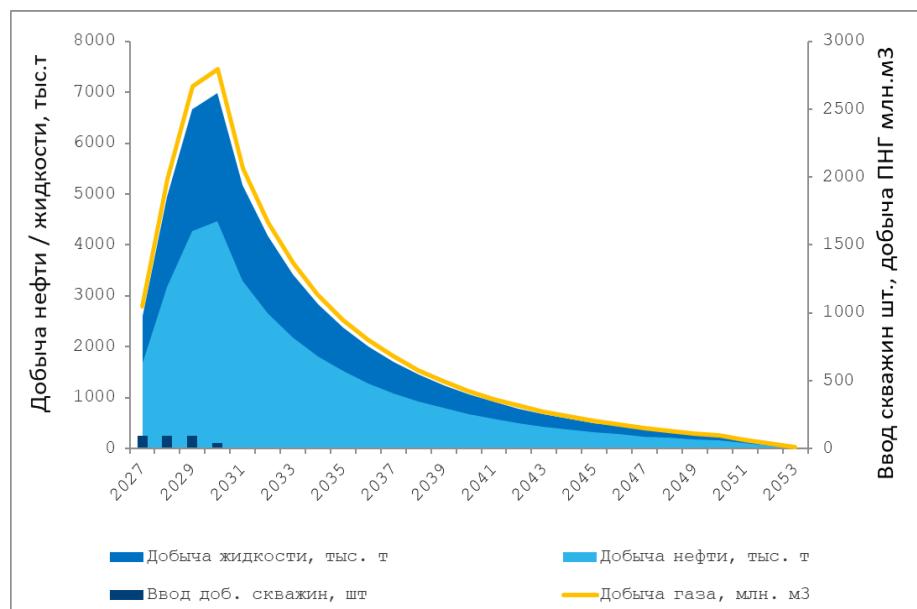


Рис. 8. Основные показатели разработки и суммарный профиль добычи нефти для одного из вариантов разработки исследуемого объекта (подход 2 «от разработки к геологии»)

Выводы

Рассмотрены подходы к определению перспективности разработки месторождений нефти и газа Западной Сибири в условиях низкой изученности объектов и крайней нехватки информации.

Проанализированы два варианта оценки, условно названные «подходом от геологии к разработке» и «подходом от разработки к геологии», основное различие которых – обоснование и увязка геологических параметров и характеристик разработки посредством PVT-свойств флюида.

Полученные результаты позволяют резюмировать, что более корректным из рассмотренных является подход «от разработки к геологии», позволяющий комбинировать наиболее значимые параметры разработки и геологии для учета имеющейся информации.

Использование такого способа в качестве дополнительного инструмента геолого-гидродинамического моделирования с опцией многовариантных расчетов позволяет учесть большее количество параметров и неопределенностей, тем самым повышает степень уверенности в полученном результате.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. *Картвелишвили В.М., Свиридова О.А.* Риск-менеджмент. Методы оценки риска: Учеб. пособие. М.: РЭУ им. Г. В. Плеханова, 2017. 120 с.
2. Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов / Пер. с англ. Ю.Е. Агеева; под ред. Б.Н. Аронштейн. М.: Государственная комиссия по запасам РФ, 2007. 63 с.
3. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477: Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (ред. от 19.04.2018). <https://docs.cntd.ru/document/420341279>

The finding stage: approaches to assessing prospective exploitation of sites in conditions of low exploration

M.S. Kosmacheva^{1*}, G.N. Vorobyeva¹, R.A. Rybakov¹, S.S. Ostapchuk²

1 – Gazpromneft Science & Technology Center LLC, St. Petersburg, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *m.kosma4eva@yandex.ru

Abstract. Currently, the study of geological structure of oil and gas fields, as well as development design and assessment of the potential asset are in most cases carried out under conditions of extreme information scarcity.

As part of the work to determine the development potential of one of the fields in Western Siberia, an analytical calculation of production profiles was carried out. Previous experience suggests that geological aspects and mining data are often investigated separately, which subsequently leads to a contradiction of the obtained results. Two assessment scenarios are considered, conventionally called the “approach from geology to development” and the “approach from development to geology”, the main difference being the approach to justifying and relating geology and development parameters through the PVT properties of the fluid.

The results of the experiment allow us to conclude that the “from development to geology” approach is more correct, which allows combining the most significant parameters of development and geology.

Keywords: evaluation of prospects, low level of study, development of oil fields, geological modeling, geological and hydrodynamic model, development parameters, multivariate calculations.

Citation: Kosmacheva M.S., Vorobyeva G.N., Rybakov R.A., Ostapchuk S.S. The finding stage: approaches to assessing prospective exploitation of sites in conditions of low exploration // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 27–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art3> (In Russ.).

References

1. Kartvelishvili V.M., Sviridova O.A. Risk management. Methods of risk assessment: Textbook. Moscow: Plekhanov Russian University of Economics, 2017. 120 p. (In Russ.).
2. Resource and reserve management system for liquid, gaseous and solid hydrocarbons / Transl. from Eng. by Yu.E. Ageev; ed. by B.N. Aronshtein. Moscow: State Reserves Commission, 2007. 63 p. (In Russ.).
3. On approval of methodological recommendations on the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases, approved by the Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation of 01.11.2013 No. 477: Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation of 01.02.2016 No. 3-r (ed. 19.04.2018). <https://docs.cntd.ru/document/420341279> (In Russ.).

Effective system for hard-to-recover reserves development of the BS₉²⁻²ach reservoir of the Achimov formation of the Sorovskoye field

D.S. Berdnikov*, A.S. Zakharova**, A.E. Sorokina***

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: *dsberdnikov@tnnc.rosneft.ru, **aszakharova@tnnc.rosneft.ru,

***aesorokina-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract. At the moment, hard-to-recover reserves start playing bigger role in oil production all over the world. In Russia, they account for more than 65% of the total proved reserves. Therefore, the effective development of hard-to-recover reserves is one of the most important and promising tasks of oil producing enterprises. The Achimov formation in Western Siberia has large oil production potential, but traditional approaches are not efficient enough to develop such complex reservoirs.

The purpose of the work is the development analysis and the best option selection for the development of oil deposits of hard-to-recover reserves. The article considers various ways to solve the problem. The most promising are the two options – the drilling of multilateral wells and the drilling of horizontal wells with low-volume hydraulic fracturing. As a result of the analysis of the geological structure and calculation on the hydrodynamic model, it is concluded that the most optimal way is to drill multilateral wells. Economic calculations confirm the feasibility and profitability of the project.

Keywords: Achimov formation, hard-to-recover reserves, oil production, multilateral wells, low-permeability reservoir, hydraulic fracturing, horizontal wells, well completion.

Citation: Berdnikov D.S., Zakharova A.S., Sorokina A.E. Effective system for hard-to-recover reserves development of the BS₉²⁻²ach reservoir of the Achimov formation of the Sorovskoye field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 36–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art4> (In Russ.).

Introduction

Hard-to-recover oil reserves are characterized by relatively unfavorable geological conditions for oil occurrence and (or) its physical properties (concentrated in deposits with low-permeability reservoirs and viscous oil). The cost-effective development of such reserves can only be carried out using methods and technologies that require increased capital investments and operating costs compared to traditionally used methods [1]. In Russia, the share of hard-to-recover oil reserves reaches more than 65% of all proven oil reserves. By 2035, the Ministry of Energy of the Russian Federation expects the share of oil from hard-to-recover reserves in the total volume of oil

production to increase from 8% to 17% [1]. Therefore, the effective development of deposits confined to low-permeability reservoirs is one of the most important and promising tasks for oil producing enterprises.

The Achimov formation in Western Siberia has a great potential for oil production – more than 60 billion tonnes [2]. However, traditional methods of oil production do not allow to use it in full. Due to the complex geological structure, low reservoir properties and poor hydrodynamic coupling of the reservoir, the Achimov deposits are often referred to as hard-to-recover reserves. As a result, the effective development of such deposits requires the search for alternative approaches and new technologies.

PJSC Rosneft Oil Company has experience in developing fields complicated by hard-to-recover reserves at the Sorovskoye field, which is being developed in the conditions of low-permeability deposits of the Achimov formation. The Sorovskoye field was discovered in 2002; the commercial oil content of the field is confined to deposits of the Neocomian, Achimov, Upper Jurassic and Middle Jurassic oil-bearing complexes. The field is at the first stage of development, which is characterized by a rapid increase in production. The development of the field is carried out with the maintenance of reservoir pressure.

The aim of the work is to maximize oil production by determining the optimal type of well completion for drilling the Achimov deposits of the Sorovskoye field. The object of research is the BS₉²⁻²ach reservoir. The reservoir was put into development in 2019 and contains 30% of the reserves of the entire oilfield. The BS₉²⁻²ach reservoir is represented by fundoform deposits of the clinoform complex. The Achimov deposits were formed at the foot of the shelf during sediment sliding down the slope. Accordingly, sandy-silty rocks have a complex lenticular structure. The porosity and permeability properties of the studied deposits drastically change within small areas, both laterally and vertically. The main volume of the deposit is occupied by the oil-water zone (93%). This formation is the main one for stabilizing field production in conditions of depletion of reserves of the main development objects. The reservoir is characterized by low permeability (1.8 mD) and high stratification factor (16 units). Reservoir oil reserves are put on the state balance sheet as hard-to-recover.

Analysis of complicating factors of drilling

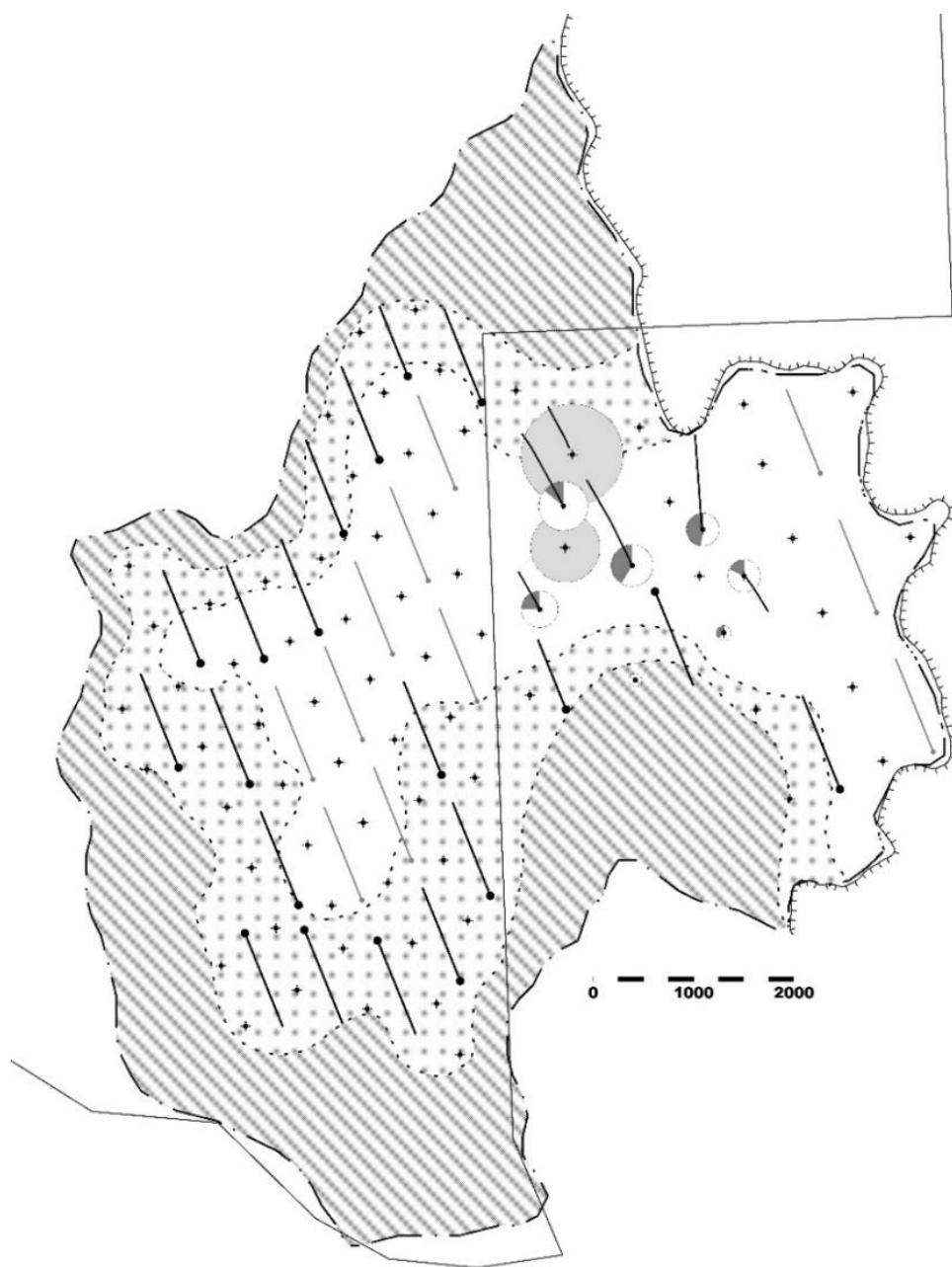
Based on the results of drilling and launching the first production wells with large-

volume multi-stage hydraulic fracturing, the conceptual model of the field was refined. According to the new concept, the BS₉²⁻²ach reservoir is represented by two units – the upper one ($h = 20$ meters) is characterized by an increased oil saturation factor, compared to the lower one ($h = 28$ meters). Both units are represented by high stratification factor. The main complicating factor of development is the high risk of fracture of hydraulic fracturing breakthrough under the oil-water contact (OWC). On average, in wells that have opened the lower unit, the start-up water cut is 20% higher than in wells with drilling only through the top pack.

Based on the updated conceptual and geological model, a hydrodynamic model was built, on which a predictive calculation was performed according to the base case (with the design solutions of the current project-technological document (PTD) being preserved). According to the results of the calculation, all project wells were divided into two groups – with normal and increased start-up water cut. The location of the wells of the second group corresponded to the zone dominated by the lower unit, which is characterized by low saturation. Thus, a zone was identified in which large-volume hydraulic fracturing is risky and a revision of design solutions is required (Fig. 1).

Selection of the optimal development method

The work considered various ways to solve the problem of high water cut. The most promising are the two options – the drilling of multilateral wells and the drilling of horizontal wells with low-volume hydraulic fracturing [3, 4]. Both of these options allow us to open the entire section of the reservoir with high stratification factor, provide the required development control and significantly increase the productivity of the well in low-permeability reservoirs.



Symbols:

- [Hatched] Area of the proposed OWC
- [Dotted] Zone with high risk of water cut
- [Dashed] Zone with low risk of water cut
- [White] Zone boundary
- ◆ Directional injection well
- Modifiable horizontal wells

- Horizontal wells approved in the project document
- Well injection capacity, m³/day
- Oil flow rate, t/day
- Water flow rate, t/day

Scale 1:25000

Fig. 1. Identification of risk zones by starting water cut of the BS₉-2 ach reservoir of the Achimov formation

Based on the literature review [3–6], a block diagram was drawn up for choosing the optimal well profile (Fig. 2). The most optimal way is a multi-stage hydraulic for low-permeability reservoirs. However, in conditions of close location of the underlying water, a transition to multilateral wells is recommended. The investigated object is located on the border by the value of the oil-saturated thickness, on the basis of which the two most promising options were identified:

- Horizontal wells with low-volume hydraulic fracturing in the high-risk area;
- Multilateral wells in the high-risk area.

It should be noted that both options provide for the drilling of a low-risk zone with horizontal wells with large-volume multi-stage hydraulic fracturing, in accordance with the approved documentation. The location of wells in the high-risk zone does not change in the plan. Only the profiles of the wells differ.

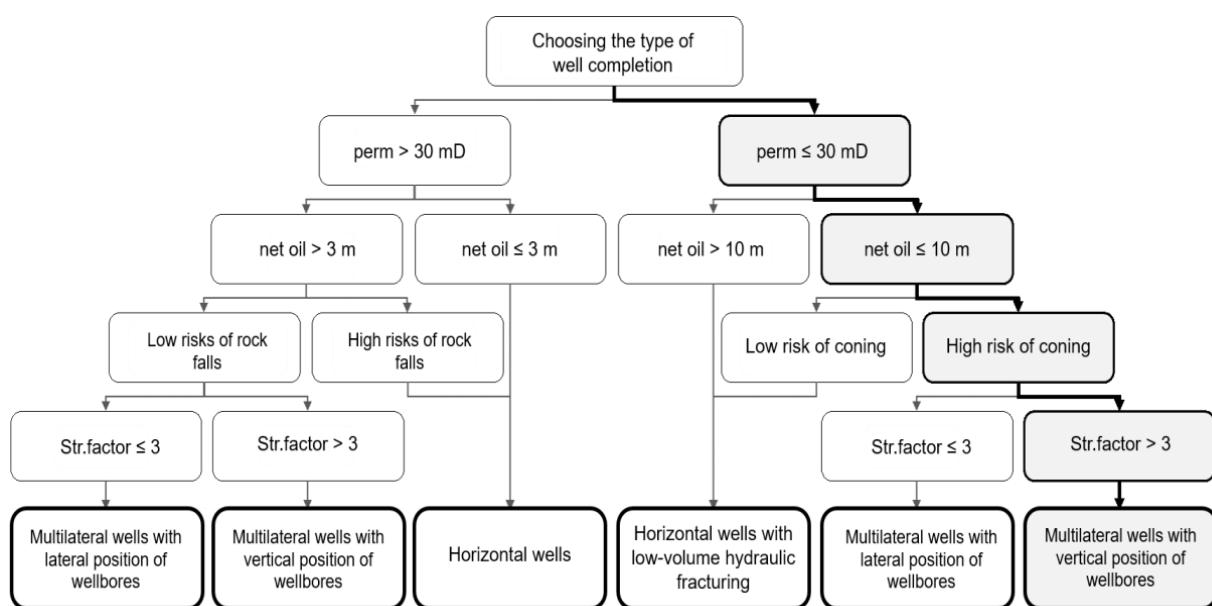


Fig. 2. Block diagram of choosing the type of well completion

Results and discussion

Two variants with different types of completion of wells located in the high-risk zone were calculated on the hydrodynamic model – multilateral wells and horizontal wells with low-volume hydraulic fracturing. The corporate software package RN-KIM was used for the calculation. Due to the absence of the need to simulate the phase state of the fluid, the black oil model was used. The simulation results showed that the “multilateral wells” and “low-volume hydraulic fracturing” options are characterized by

comparable dynamics of technological indicators (Fig. 3). On the example of two wells – 1G and 2G, a comparison of start-up flow rates by options is given (Fig. 4). In the base case, there is a high initial water cut due to the close location of the underlying water. With the complexity of the design in the form of multilateral wells or low-volume hydraulic fracturing, an improvement in start-up indicators is observed, and water cut decreases. Over the 40 years of the forecast period, it will be possible to produce 30% more oil compared to the base case.

Plan – an option corresponding to the approved current project document

Basic – an option with the preservation of design solutions, but taking into account changes in the geological basis

MW (Multilateral wells) – an option with placement of multilateral wells in areas of high water content

LVHF (Low-volume hydraulic fracturing) – placement of horizontal wells with low-volume hydraulic fracturing in areas of high water cut

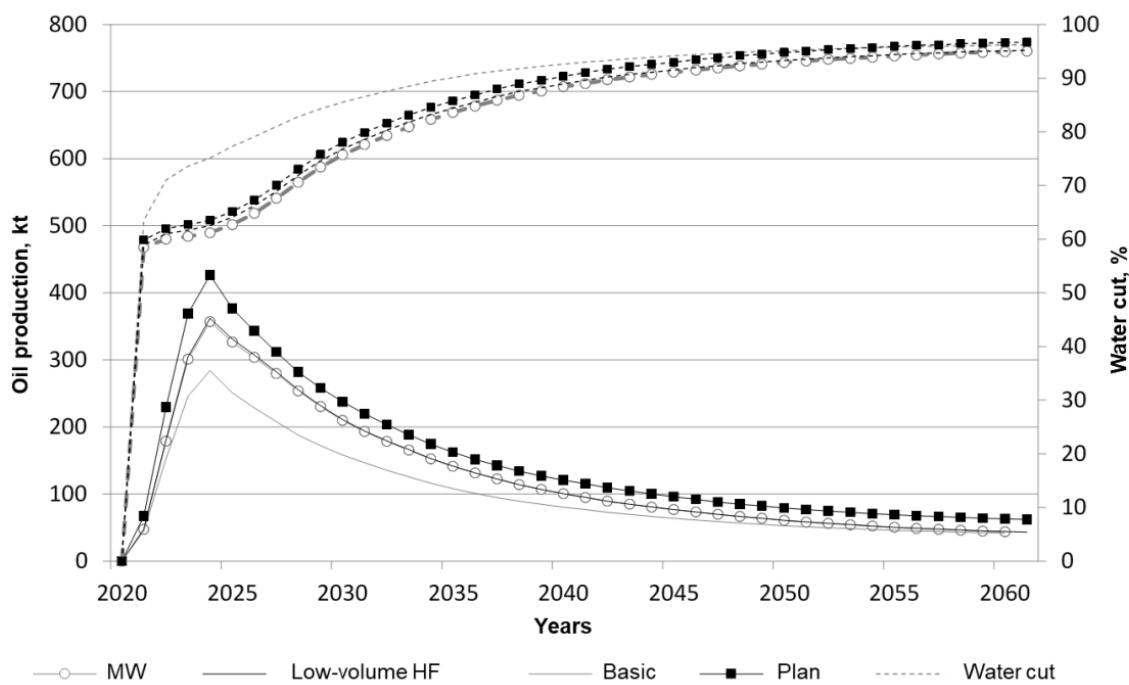


Fig. 3. Comparison of production and water cut indicators of wells in the BS₉²⁻²ach reservoir

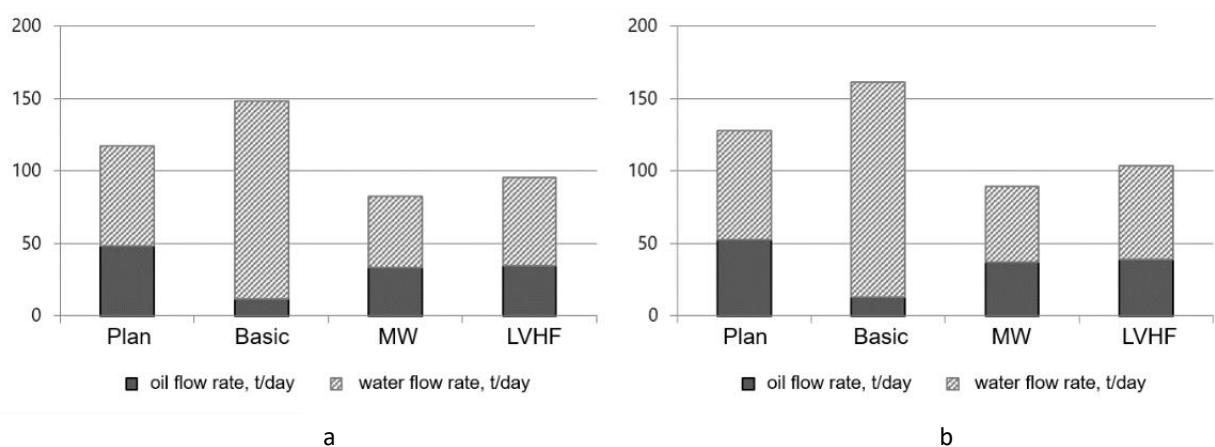


Fig. 4. Comparison of starting flow rates of the wells of the BS₉²⁻²ach reservoir of the Sorovskoye field selected for calculation on a hydrodynamic model: a – well 1G, b – well 2G

Economic calculations for assessing the financial performance of development options were carried out on the basis of technological calculations performed in the above-mentioned

part of this work. To assess the economic model of the project, the discount rate was taken at the level of 20% approved by the Company.

The economic assessment of all three options the option “plan” is calculated in the approved project document) showed that the best economic performance is the option with the replacement of horizontal wells with large-volume hydraulic fracturing in the high-risk zone with multilateral wells. The net present value (NPV) of the multilateral well option is 10% higher than the large-volume fracturing option due to lower capital construction costs. Despite comparable production performance, the low-volume hydraulic fracturing option is

characterized by lower economic performance. This is due to the high cost of construction of such wells relative to the multilateral wells.

Sensitivity analysis (Fig. 5) allows us to talk about a fairly high efficiency of technological solutions. The project is more dependent on oil price fluctuations and is fairly resistant to cost increases. A more favorable market situation is a reserve for increasing the efficiency of the project. The project proposed in this paper is cost-effective and expedient and is recommended for practical implementation.

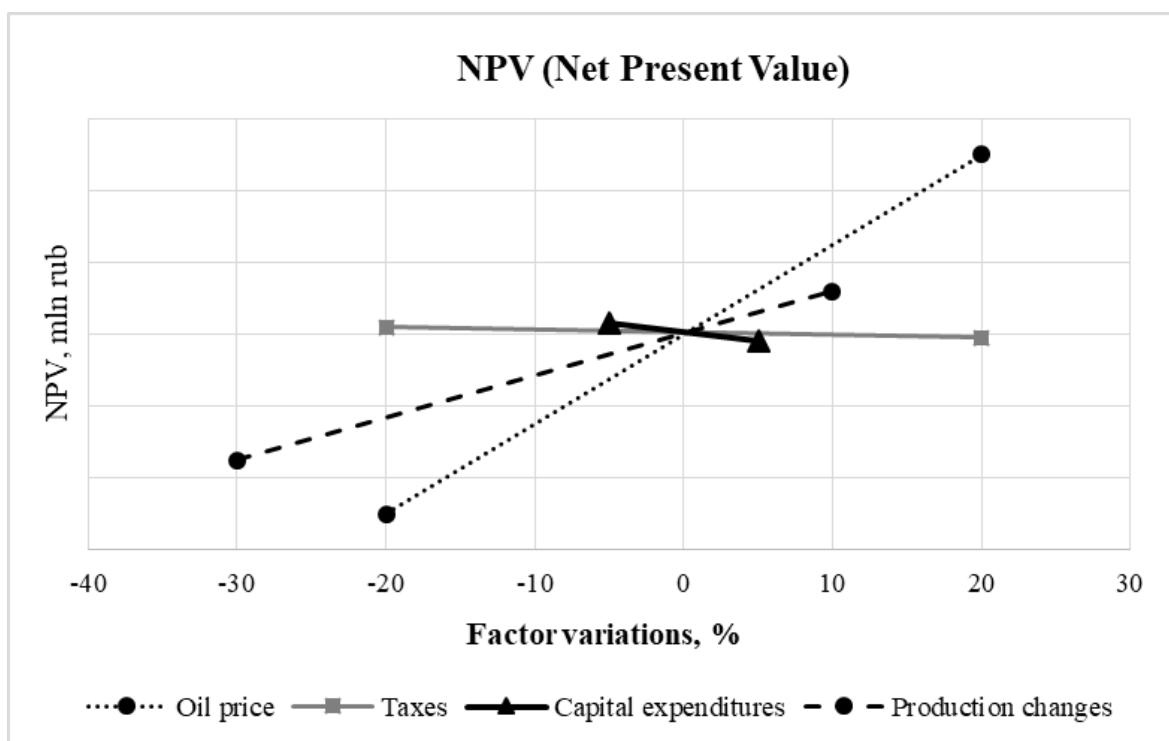


Fig. 5. Project risk sensitivity diagram

Conclusion

Thus, despite the fact that horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing are the traditional solution for choosing a well completion method in the development of hard-to-recover reserves of the Achimov deposits, in conditions of a close location of the underlying waters, the option with the placement of multilateral wells has shown greater efficiency.

This design solution made it possible to increase the projected oil production by 30% compared to the base case approved by the current project document. The results of this work can be replicated both in the fields of Western Siberia, the oil content of which is confined to the Achimov suite, and in other objects with similar permeability and contact oil reserves.

References

1. *Sevastyanov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P.* et al. Features of the structure and assessment of the potential of Achimov deposits in KHMAO-Yugra // Advances in Current Natural Sciences. 2016. No. 8. P. 195–199. (In Russ.).
2. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R.* Characteristics of the geological structure and oil and gas content of Achimov complex in Western Siberia. Novosibirsk: Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2015. 300 p. (In Russ.).
3. *Baluev A.A., Vityaz A.V., Semenenko A.F.* The choice of the optimal design of the production system of wells in complex fields of Western Siberia with hard-to-recover reserves // Oil and gas of Western Siberia: Proceedings of the All-Russian Scientific and Technical dedicated to the 45th anniversary of Tyumen fuel and energy complex and the 80th anniversary of Valery I. Grayfer, 20–21 October 2009. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2009. Vol. 1. P. 143–146. (In Russ.).
4. *Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Samolovov D.A., Sitnikov A.N.* Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development plan // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182041-MS. 11 p. <https://doi.org/10.2118/182041-MS>
5. *Gilyazov M.* Drilling of oil wells with sidetrack. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002. 255 p. (In Russ.).
6. *Gudkov-Kuchenkov S.Yu., Kuchumov P.N.* Application of polyhole wells for intensification of oil extracting // Drilling and Oil. 2009. No. 1. P. 24–26. (In Russ.).

Эффективная система разработки залежи трудноизвлекаемых запасов пласта БС₉²⁻²ач ачимовской толщи Соровского месторождения

Д.С. Бердников*, А.С. Захарова**, А.Е. Сорокина***

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

E-mail: *dsberdnikov@tnnc.rosneft.ru, **aszakharova@tnnc.rosneft.ru,

***aesorokina-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В настоящее время трудноизвлекаемые запасы играют большую роль в нефтяной промышленности во всем мире. В России их доля достигает более 65% от всех доказанных запасов нефти. Поэтому эффективная разработка залежей трудноизвлекаемых запасов – одна из важнейших и перспективных задач нефтедобывающих предприятий. Ачимовская толща в Западной Сибири обладает большим потенциалом, но традиционные подходы недостаточно эффективны для разработки таких сложных коллекторов.

Целью работы является проведение анализа и выбор наилучшего варианта разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В статье рассматриваются различные способы решения этой проблемы. Наиболее перспективными являются два варианта: бурение многозабойных скважин и бурение горизонтальных скважин с проведением малообъемного гидроразрыва пласта. В результате анализа геологического строения и расчетов на гидродинамической модели сделан вывод, что наиболее оптимальным способом является бурение многозабойных скважин. Экономические расчеты подтверждают целесообразность и рентабельность проекта.

Ключевые слова: ачимовская толща, трудноизвлекаемые запасы, добыча нефти, многозабойные скважины, низкопроницаемый коллектор, гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, заканчивание скважин.

Для цитирования: Бердников Д.С., Захарова А.С., Сорокина А.Е. Эффективная система разработки залежи трудноизвлекаемых запасов пласта БС₉²⁻²ач ачимовской толщи Соровского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 36–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art4>

Литература

1. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. и др. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195–199.
2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. 300 с.
3. Балуев А.А., Витязь А.В., Семененко А.Ф. Выбор оптимальной конструкции эксплуатационного забоя скважин на сложнопостроенных месторождениях Западной Сибири с трудноизвлекаемыми запасами // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 45-летию Тюменского топливно-энергетического

комплекса и 80-летию Грайфера Валерия Исааковича, 20–21 октября 2009 г. Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. Т.1. С. 143–146.

4. *Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Samolovov D.A., Sitnikov A.N.* // Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development plan // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-180241-MS. 11 p. <https://doi.org/10.2118/182041-MS>

5. *Гилязов М.В.* Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 255 с.

6. *Гудков-Кученков С.Ю., Кучумов П.Н.* Применение многоствольных скважин для интенсификации нефтедобычи // Бурение и нефть. 2009. № 1. С. 24–26.

Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России

И.В. Афанаскин¹, С.Г. Вольгин¹, Б.Н. Еникеев², А.И. Ипатов³, М.И. Кременецкий³,

О.А. Смирнов⁴, В.Н. Федоров⁵, Р.Г. Шагиев⁶, Р.Р. Шагиев^{6*}

1 – ФНЦ НИИ системных исследований РАН, г. Москва, Россия

2 – АО «ПАНГЕЯ», г. Москва, Россия

3 – ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Россия

4 – ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень, Россия

5 – ООО «Башнефть-Петротест», г. Уфа, Россия

6 – Московский институт нефтегазового бизнеса/Клуб исследователей скважин, г. Москва, Россия

E-mail: *rshagiev@petroleum.ru

Аннотация. В статье приводятся результаты отраслевого опроса-анкетирования о текущем состоянии комплексных исследований скважин и пластов в России, проведенного в октябре 2021 г. – феврале 2022 г. Сто восемьдесят отраслевых экспертов – геологов, геофизиков, разработчиков, петрофизиков и других специалистов – дали полные и исчерпывающие ответы на вопросы анкеты о стратегии и бизнес-значимости исследований, о технике, технологиях, программном обеспечении отрасли, о совершенствовании методологии и создании нормативной базы, о кадровой политике и развитии компетенций. В результате получена ценная информация, коллективное экспертное мнение о текущем состоянии дел и направлениях дальнейшего развития комплексных исследований скважин и пластов для целей рационального недропользования, повышения эффективности разработки месторождений и развития человеческого капитала в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: комплексные исследования скважин и пластов, геофизические, гидродинамические и петрофизические исследования, рациональное недропользование, нормативные документы, повышение эффективности разработки месторождений, мультидисциплинарные команды, человеческий капитал.

Для цитирования: Афанаскин И.В., Вольгин С.Г., Еникеев Б.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Смирнов О.А., Федоров В.Н., Шагиев Р.Г., Шагиев Р.Р. Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 45–86. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5>

Введение

Бизнес-значимость комплексных исследований скважин и пластов

В решении задач геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы комплексные исследования скважин и пластов (геофизические, гидродинамические, петрофизические и другие методы) играют важнейшую роль. От качества и ценности получаемой недропользователями информации зависят важнейшие управленческие решения, моделирование и проектирование

разработки, «срок службы» месторождений, эффективность применяемых методов нефтеотдачи и интенсификации добычи, коэффициент извлечения нефти и в конечном итоге стоимость нефтегазовых активов. Следует отметить, что в мировом нефтегазовом бизнесе комплексные исследования скважин и пластов (КИС) рассматриваются как один из ключевых показателей развития корпоративного IQ – совокупного интеллекта нефтегазовых компаний, который содержит- ся в расположенных на нескольких уровнях структурированных кластерах знаний.

Развитие человеческого капитала

В нефтегазовой отрасли России работает более 10800 профессиональных геофизиков, гидродинамиков и петрофизиков. Многие из них являются руководителями и участниками мультидисциплинарных команд нефте-

газовых компаний, формирующихся из числа самых высококвалифицированных специалистов, решающих комплексные задачи непрерывного улучшения производственных процессов и технико-экономических показателей разработки наиболее значимых активов (рис. 1).

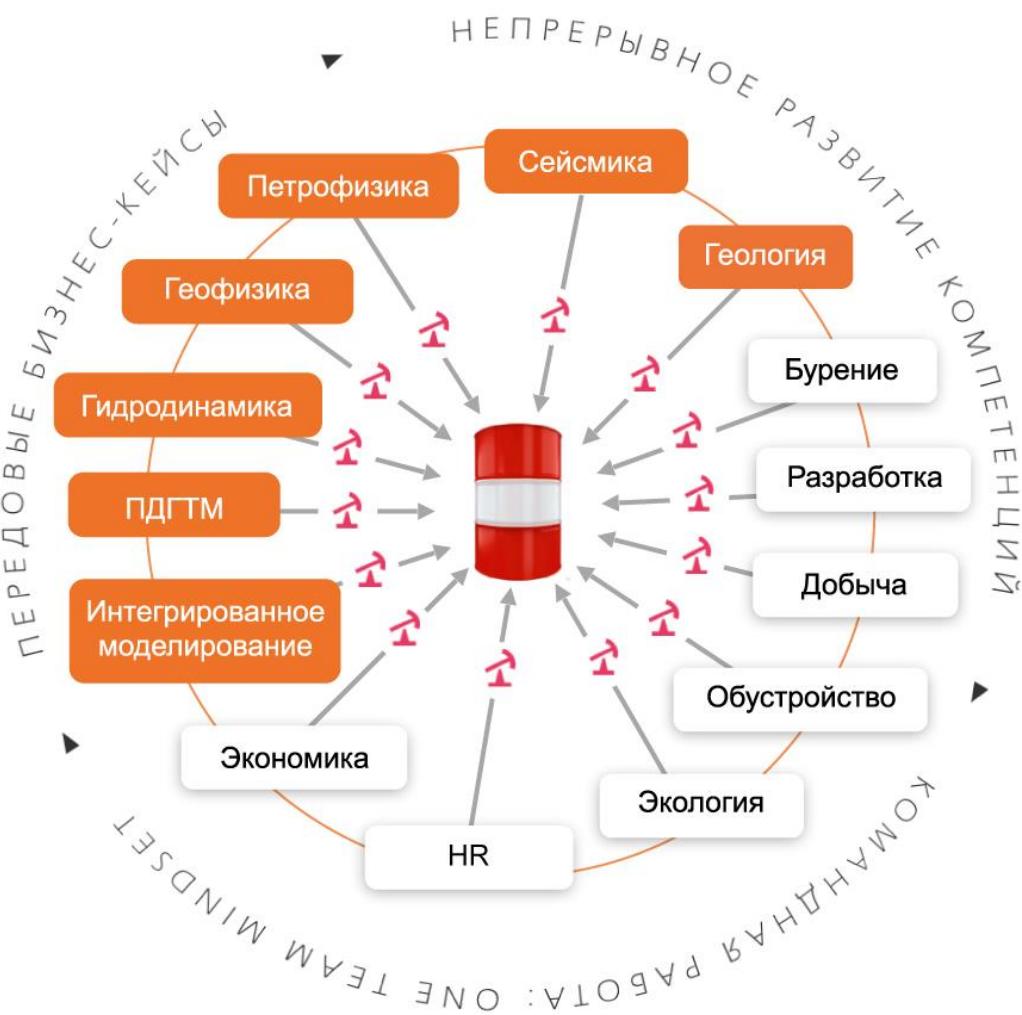


Рис. 1. Высокая роль комплексных исследований скважин и пластов в успехе деятельности мультидисциплинарных команд нефтегазовых и сервисных компаний

Анализ текущего состояния дел и планирование дальнейшего развития комплексных исследований скважин и пластов сегодня являются важнейшими задачами в отрасли для обеспечения высокого качества проектирования и научного сопровождения нефтегазовых активов, повышения эффективности системы информационного обеспече-

ния контроля и регулирования разработки нефтегазовых месторождений на суше и на море, создания постоянно действующих геолого-технологических моделей, планирования и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи, геолого-технических мероприятий, интенсификации добычи, освоения низкопроницаемых объектов.

В этой связи ведущими отечественными учеными и специалистами-экспертами, членами Клуба исследователей скважин, представителями нефтегазовых и сервисных компаний: к.т.н. И.В. Афанаскиным, к.т.н. Ф.Р. Билаловым, И.А. Вахрушевой, к.т.н. С.Г. Вольпиным, к.т.н. Б.Н. Еникеевым, д.т.н. В.А. Иктисановым, д.т.н. А.И. Ипатовым, д.т.н. М.И. Кременецким, к.т.н. В.С. Левченко, М.Ф. Серкиным, к.г.-м.н. О.А. Смирновым, Г.В. Солдатовым, д.т.н. В.Н. Федоровым, д.т.н. Р.Г. Шагиевым, к.т.н., д.э.н. Р.Р. Шагиевым на инициативной основе была разработана анкета «Современное состояние исследований скважин и пластов в России» (<https://petroleum.ru/welltestclub/anketa/>).

Анкета состояла из сорока одного вопроса и охватывала четыре направления:

I – Стратегия и бизнес-значимость исследований;

II – Техника, технологии, программное обеспечение;

III – Совершенствование методологии, нормативной базы;

IV – Кадровая политика, развитие компетенций.

Основная цель опроса – получить ценную информацию, узнать коллективное экспертное мнение о состоянии дел и направлениях дальнейшего развития, в том числе о совершенствовании техники и технологии исследований, нормативных документов, профессиональных стандартов и образовательных программ.

В период с октября 2021 г. по февраль 2022 г. анкета была направлена более чем 500 отраслевым экспертам. В онлайн-формате и на бумажных носителях на вопросы ответили 180 человек. Ответы на вопросы отраслевой анкеты «Современное состояние исследований скважин и пластов

в России», дополнительные комментарии, а также сведения о профессиональном опыте, базовом образовании, профессиональной специализации респондентов приводятся в Приложении 1.

Особое внимание уделяется вопросам совершенствования нормативной базы комплексных исследований. Более 20 лет назад в России был разработан РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтегазовых месторождений» (рис. 2), который был утвержден Минэнерго России в 2002 г. и в настоящее время используется в нефтегазовой промышленности.



Рис. 2. Обложка РД 153-39.0-109-01

За двадцать лет многое изменилось в нефтегазовой отрасли – разработаны новые методы, появилось новое оборудование, компьютерные средства и специализированное программное обеспечение, сформулированы новые задачи, выросло новое поколение нефтяников и газовиков.

Очевидно, что РД 153-39.0-109-01 необходимо модифицировать и дополнить с учетом нового запроса отрасли. Имея в виду, что в России более 150 тысяч скважин обеспечивают ежегодную добычу на уровне 560 млн т нефти и 730 млрд м³ газа, эксплуатируя порядка 1500 месторождений, – это очень большая и ответственная работа с высокой бизнес-значимостью.

В Приложении 2 представлен Протокол Круглого стола «20 лет РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтегазовых месторождений: направления дальнейшего развития», прошедшего 20 апреля 2022 г. в рамках XI Международного Форума «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», организованного Московским институтом нефтегазового бизнеса, ЦВК «Экспоцентр», Клубом исследователей скважин 19–21 апреля 2022 г. в г. Москве.

В работе Круглого стола и дискуссии приняло участие более 100 руководителей и экспертов нефтегазовой отрасли из 35 организаций страны.

Основные результаты отраслевого опроса-анкетирования

Обзор ответов и комментариев экспертов позволяет сделать вывод о высоком интересе научного и инженерного сообщества и о разумной оценке состояния дел, проблем и перспектив развития области комплексных исследований скважин и пластов. Обратная связь была получена от ведущих специалистов нефтегазовой отрасли, экспертов с большим опытом работы в таких направлениях, как разработка нефтяных и газовых месторождений,

промышленные и геофизические исследования нефтяных и газовых скважин, лабораторные исследования керна и пластовых флюидов и др.

Анализ результатов анкетирования показал, что все респонденты отнеслись очень серьезно к формулированию ответов и дополнили их уточняющими комментариями. Зачастую объективный взгляд на состояние дел в отрасли дают не набравшие максимальное число голосов ответы, а те, которые находятся на втором или третьем местах. Также, при рассмотрении результатов опроса наблюдаются существенные противоречия в ответах экспертов, причиной которых, на наш взгляд, являются различия в технологиях и техническом оснащении нефтедобывающих и сервисных компаний, проводящих исследования, в достоверности получаемых данных, качестве интерпретации и использовании результатов для моделирования и контроля разработки.

Следует также отметить, что уже после завершения анкетирования в средствах массовой информации появились сообщения о том, что крупнейшие международные нефтесервисные компании: Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger и Weatherford прекращают инвестиции в Россию («Коммерсантъ», <https://www.kommersant.ru/doc/5269678>) и работу в стране.

По оценкам «Коммерсантъ», на эти компании приходится 13% всего нефтесервисного рынка, по ряду технологических решений существует критическая зависимость. Уход компаний приведет к потере российскими нефтедобывающими компаниями доступа к западным технологиям в области нефтяного сервиса, в том числе в области комплексных исследований скважин и пластов.

В этих условиях необходимость развития комплексных исследований скважин и пластов, и ранее стоявшая перед российскими компаниями достаточно остро, в настоящий момент оказывается намного важнее, чем респонденты указали при их анкетировании в октябре 2021 г. – феврале 2022 г. и касается как вопросов кадрового обеспечения, так и вопросов оборудования, технологий, материалов и программного обеспечения.

Все это необходимо учитывать при ознакомлении с результатами анкетирования.

Большинством экспертов современное состояние исследований скважин и пластов, в целом, оценивается как удовлетворительное, отмечается, что при решении задач разработки нефтегазовых месторождений необходимо учитывать специфику работы в новых условиях:

- освоение трудноизвлекаемых запасов,
- особенности разработки морских газоконденсатных месторождений,
- исследования горизонтальных и многозабойных скважин,
- различные виды гидравлического разрыва пласта,
- геолого-технологические (технические) мероприятия и их отражение в новых нормативных документах.

Планирование и проведение комплексных исследований скважин и пластов необходимо рассматривать с позиции долгосрочных перспектив, обеспечения системного и постоянного контроля разработки. Новые технологии комплексных исследований скважин, техника и подготовка высококвалифицированных специалистов требуют дальнейшего развития и совершенствования.

Анализ результатов анкетирования позволяет констатировать следующее:

1. «Революционное» развитие нефтегазовой отрасли в последние годы – освоение сланцевых месторождений и трудноизвлекаемых запасов, многостадийный гидроразрыв пласта, цифровизация – не внесли особых корректиров в работу добывающих предприятий.

2. Отмечается постепенное снижение интереса к комплексным исследованиям скважин и пластов, отсутствие необходимого контроля за их проведением, минимизация затрат за счет уменьшения количества исследований и внедрения новой техники и технологий, неоднозначности оценки экономической целесообразности КИС.

3. Настораживает отношение отечественных специалистов к цифровизации, некоторая эйфория от ее внедрения и параллельный вывод, что текущая работа осталась во многом прежней. Необходимо поднять вопрос в инженерном и научном сообществе о принципах и перспективах применения цифровых технологий и о рисках их формального некритичного использования без должной опоры на результаты исследований скважин и реальные промысловые данные.

4. Для повышения результативности исследований необходима организация специального супервайзинга по исследованиям в процессе бурения и освоения поисково-разведочных, эксплуатационных объектов, получению представительных глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов. Рекомендуется организация супервайзинга КИС, а также создание консорциумов из центров исследования керна и пластовых флюидов различных компаний под эгидой государственных органов.

5. Практически отсутствует методическая основа оценки стоимости и ценности информации (VOI – Value of Information). Это является существенным сдерживающим фактором развития методов исследования скважин и пластов, направленных на решение целевых задач. Формализованная методика оценки качества исследований применяется редко, часто используется экспертная оценка.

6. При принятии решений, связанных с применением методов регулирования разработки нефтегазовых месторождений, сопряженных со значительными капитальными затратами (бурением уплотняющего фонда скважин, бурением боковых стволов, строительством многозабойных скважин и др.), результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) используются в равной степени с другими методами исследований: геофизическими исследованиями скважин (ГИС), промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ), промысловыми исследованиями, физико-химическими исследованиями, что повышает роль каждого из методов и степень ответственности при их комплексировании.

7. При принятии решений, связанных с использованием методов повышения нефтеотдачи и интенсификации разработки нефтяных и газовых месторождений, сопряженных с увеличением операционных затрат (обработки призабойных зон продуктивного пласта, выравнивание профилей притока и приемистости, потокоотклоняющие технологии, гидравлический разрыв пласта, тепловые и гидродинамические методы и др.), результаты ГДИС учитываются в равной степени с результатами других методов исследований: ГИС, ПГИ, промысловых,

физико-химических исследований, что обуславливает объективную необходимость комплексной интерпретации.

8. Текущее состояние дел в области аппаратурного и технического оснащения исследований скважин решает свои задачи лишь частично, не обеспечивая потребности контроля в полной мере. В целом наличие в отрасли современных технологий и технических средств для КИС оценивается положительно, но для малодебитных скважин с высокой обводненностью проблема технических средств для исследования существует и требует принятия мер.

9. Современное методическое и технологическое обеспечение контроля разработки (спектр применяемых методов исследований, технологии проведения измерений, способы обработки и анализа данных) нуждается в несущественной доработке.

10. Информационное обеспечение контроля разработки (сбор, обработка и интерпретация результатов промыслово-геофизических, гидродинамических и других видов исследований, базы данных, инструменты системообразующей интерпретации по объекту в целом и пр.) нуждается в несущественной доработке отдельных элементов. Следует отметить, что в сложившейся системе исследований при контроле разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами эффективны только отдельные элементы.

11. Долговременный мониторинг разработки месторождений с помощью стационарных информационно-измерительных систем и стандартные технологии должны использоваться совместно в обоснованной пропорции.

12. Результаты контроля разработки успешно применяются при планировании и выполнении геолого-технологических мероприятий по оптимизации режима работы скважин, подземному ремонту и пр. При поиске путей повышения коэффициента нефтеизвлечения данные мониторинга разработки используются лишь частично.

13. Результаты исследования эксплуатационных скважин при информационном насыщении гидродинамических моделей объектов разработки используются не в полном объеме. Номенклатура и состав современных технологий изучения процессов разработки методами ГДИС для целей регулирования и повышения нефтеотдачи нефтяных и газовых месторождений полностью удовлетворяют потребностям недропользователя, но технические средства не в полной мере обеспечивают их реализацию.

14. Необходимо развивать отечественное программное обеспечение, основанное на передовых информационных технологиях и искусственном интеллекте, направленное на обеспечение сопровождения современных технологий, таких как сбор, хранение и обработка результатов систем непрерывного мониторинга. Следует также обеспечить условия, при которых отечественное программное обеспечение не станет дороже аналогичного зарубежного при равных или меньших функциональных возможностях.

15. Необходима полная переработка всех разделов РД 153-39.0-109-01, изданного в 2002 г., его положения устарели и не отвечают современным требованиям нефтегазового бизнеса. При этом важно учитывать, что этот документ остается в настоящее время одним из наиболее востребованных в отрасли. Целесообразно расширить область применения РД на газовые и газоконденсатные месторождения,

трудноизвлекаемые запасы, учесть передовой зарубежный опыт.

16. Актуально развитие системы информационного обеспечения КИС (реферирование публикаций, платные публикации SPE, обзоры и патенты, специальные семинары, результаты специализированных исследований и другое). Дефицит обмена информацией ведет к снижению качества работ и росту затрат при освоении нефтегазовых месторождений.

17. Необходимо существенно усовершенствовать систему развития научно-технических знаний и компетенций в области исследований скважин и пластов (в том числе в рамках междисциплинарного подхода), реализацию специализированных программ, целевых семинаров по обмену опытом высококвалифицированных специалистов – представителей нефтедобывающих подразделений компаний.

Выводы и рекомендации

По результатам отраслевого анкетирования «Современное состояние исследований скважин и пластов в России» сформированы направления дальнейшего развития комплексных исследований скважин и пластов геофизическими, гидродинамическими, петрофизическими и другими методами:

Комплексные исследования скважин и пластов в решении государственных задач недропользования

Для успешного решения государственных задач геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы, ее рационального использования, охраны недр, экспертизы запасов и технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, инновационного развития нефтегазовой отрасли необходимо интенсифицировать работы в области комплексных исследований скважин и пластов.

**Технологический суверенитет.
Развитие отечественных технологий и
программных средств**

В условиях фактического прекращения работы ведущих международных нефтесервисных компаний в России, где по ряду технологических решений в области комплексных исследований скважин и пластов есть критическая зависимость, важнейшими направлениями развития нефтегазовой отрасли на ближайшие годы становятся: разработка отечественного оборудования, технологий, программного обеспечения, подготовка кадров, обеспечение непрерывного обмена передовым опытом и знаниями.

**Совершенствование нормативных
документов**

Рекомендуется актуализировать РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтегазовых месторождений». В новом Руководящем документе необходимо представить и обосновать принципиальный комплекс исследований скважин и пластов, устанавливающий виды, объемы и периодичность исследований скважин и пластов различных категорий в различных геолого-промышленных условиях на суше и на море. Комплекс исследований должен обеспечить систематическое получение промысловой информации в объемах, достаточных для решения задач проектирования, контроля и регулирования разработки в соответствии с лучшими отечественными и зарубежными практиками. В виде Приложений к РД целесообразно представить Методики обработки результатов исследований разных типов коллекторов и скважин. При организации работ над актуализацией Руководящего документа рекомендуется использовать широко распространенную в мировом нефтегазовом бизнесе модель исследовательских консорциумов.

**Информационное обеспечение
комплексных исследований**

Необходимо существенно модернизировать существующую в отрасли систему обмена информацией, развития научно-технических знаний и компетенций в соответствии с современным требованиями. Целесообразно сформировать отраслевую базу передовых знаний, разработать бизнес-кейсы по направлению «Комплексные исследования скважин для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений на суше и на море», которые включают не только технологические, но и организационные инновации, лучшую отраслевую практику государственного регулирования, достижения ведущих российских и зарубежных компаний.

Развитие человеческого капитала

Разработка и реализация специализированных программ развития профессиональных компетенций должны обеспечивать потребности отрасли в квалифицированных кадрах, подготовленных в соответствии с мировыми стандартами, с привлечением ведущих российских и зарубежных экспертов. Целесообразно исследовать результаты деятельности мультидисциплинарных команд ведущих компаний отрасли и применять опыт:

- выполнения исследований объектов, в том числе с нетрадиционными коллекторами, трудноизвлекаемыми запасами, сверхвязкой нефтью, объектов на поздней стадии добычи;
- использования новейших цифровых технологий;
- комплексирования геофизических, гидродинамических, петрофизических и других исследований;
- ведения добычи горизонтальными скважинами со сложным заканчиванием на суше и в море;
- новых способов оценки рисков и решений для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

The current state of well test analysis and reservoir testing in Russian oil and gas fields

I.V. Afanaskin¹, S.G. Volpin¹, B.N. Enikeev², A.I. Ipatov³, M.I. Kremenetsky³,
O.A. Smirnov⁴, V.N. Fedorov⁵, R.G. Shagiev⁶, R.R. Shagiev^{6*}

1 – Scientific Research Institute for System Analysis, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – Pangea JSC, Moscow, Russia

3 – Gazpromneft Science & Technology Center LLC, St. Petersburg, Russia

4 – INGEOSERVIS LLC, Tyumen, Russia

5 – Bashneft-Petrotest LLC, Ufa, Russia

6 – Moscow Petroleum Institute/Well Test Club, Moscow, Russia

E-mail: *rshagiev@petroleum.ru

Abstract. The article presents the results of the industry survey questionnaire on the current state of comprehensive well test analysis and reservoir testing in Russia conducted in October 2021 – February 2022. One hundred and eighty industry experts – in geology, geophysics, oil and gas field development, petrophysics and other areas – gave complete and thorough answers to the questionnaire about the strategy and business importance of research; the techniques, technologies and software for the industry; the improvement of methodology and the creation of a regulatory framework; HR strategy and development of professional competencies. As a result, we obtained valuable information, the collective expert opinion on the current state of affairs and directions of further elaboration of comprehensive multidisciplinary well test analysis and reservoir testing for the purposes of rational subsoil use, improvement of field development efficiency and development of human capital in the oil and gas industry.

Keywords: well test analysis, reservoir testing, well logging, petrophysical analysis, rational subsoil use, regulatory documents, improvement of field development efficiency, multidisciplinary teams, human capital.

Citation: Afanaskin I.V., Volpin S.G., Enikeev B.N., Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Smirnov O.A., Fedorov V.N., Shagiev R.G., Shagiev R.R. The current state of well test analysis and reservoir testing in Russian oil and gas fields // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 45–86. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5> (In Russ.).

ПРИЛОЖЕНИЕ



АНКЕТА «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ В РОССИИ»

В анкете 41 вопрос, разделенные на четыре группы:

I – Стратегия и бизнес-значимость исследований; II – Техника, технологии, программное обеспечение; III – Совершенствование методологии, нормативной базы; IV – Кадровая политика, развитие компетенций.

I – Стратегия и бизнес-значимость исследований.

1. В России свыше 150 тысяч скважин обеспечивают ежегодную добычу на уровне 560 млн. тонн нефти и 730 млрд. куб. м газа из 1500 месторождений.

Как Вы оцениваете текущее состояние дел в области исследований скважин и пластов?

- a. Рост, интенсивное развитие, активное применение современных технологий. (31 %)
- b. Экстенсивное развитие, все на прежнем уровне, незначительные изменения. (38%)
- c. Постепенное снижение интереса к исследованиям, дефицит экспертизы. (21%)
- d. Не уделяется должное внимание, резкое сокращение исследований. (10%)

Комментарии:

- Рост, интенсивное развитие; при этом по-прежнему проявляется человеческий фактор – по ряду проектов резкое сокращение исследований.
- Экстенсивное развитие, повышение компетенций специалистов газовой отрасли.
- Постепенное снижение интереса к исследованиям; увеличивается кол-во скважин вскрытых «одним фильтром» двух и более объектов разработки, что снижает уровень информационного обеспечения процесса разработки и выработки запасов.
- Нет значимого прогресса в применении современных технологий, как правило, минимизация затрат за счет уменьшения исследований.
- Отсутствие достаточного контроля за проведением исследований.
- Количество и качество применяемых и внедряемых технологий напрямую зависит от компании, эксплуатирующей месторождения. Среднюю температуру сложно сказать, потому что государственным компаниям выделяют огромные средства для развития, проведения ОПР и ОПИ, покупки необходимого оборудования, реализации новых разработок. Несколько все знают, любая новая технология – это инвестиции, где зачастую без поддержки государства, частные или небольшие компании многое себе позволить не могут и продолжают добывать УВ/газа с использованием старых технологий и предложений по низу рынка. Технологичное дешево стоить не может. Также, есть и высокообводненные месторождения, где вкладывать большие средства на исследования попросту нецелесообразно со стороны экономики.
- Часто сталкиваешься с тем, что новые технологии должны получить опыт сначала в других компаниях, и потом есть шанс внедрения в нашей компании.

2. «Революционное» развитие нефтегазовой отрасли в последние годы (освоение сланцевых месторождений, ТРИЗ, глубокое море, достижения в бурении и заканчивании скважин, скважины сложной геометрии, МГРП, цифровизация и др.) дало мощный толчок развитию техники, технологии, ИТ, организационным преобразованиям. **Насколько это повлияло на Вашу работу, технику и технологии исследования скважин и пластов, методы интерпретации, организацию работ?**

- a. Очень сильно повлияло, полностью перестроилась работа. (30%)
- b. **Наша работа без особых изменений.** (36%)
- c. Происходит больший крен в использование компьютерных программ, снижение значимости и ценности промысловых работ. (27%)
- d. Передача исследований в аутсорсинг, снижение качества работ. (15%)

Комментарии:

- Очень сильно повлияло; организация, участие в создании российского ИТ-продукта ГДИС.
- Происходит большой крен в использовании компьютерных программ, из-за отсутствия фактических данных, приходится просчитывать различные прогнозные варианты, опираясь на данные пластов аналогов.
- Произошли качественные изменения в 1990-2000-х годах, при переходе на цифровое оборудование. В 2000- широкое промышленное внедрение специального ПО. Сейчас новые технологии в основном сосредоточены в области обработки данных телеметрии, но они пока широко не внедряются.
- Значительно расширилось применение МГРП, что позволило разрабатывать ранее недоступные активы.
- Новые системы заканчивания скважин вносят свои корректировки в проведение исследований, в т.ч возможность исследования отдельных зон, настройка интенсивности притока.
- Я бы отметил крен в область цифровизации и использования моделирования, но это только повышает значимость и ценность качественной информации с промысла.
- Я довольно молодой сотрудник, и корректно не могу ответить на этот вопрос, потому что не с чем сравнивать. В плане опыта, я застал уже сам этап цифровизации, но уверен, что это облегчило работу и увеличило сохранность и корректность данных. Технологии шагнули большими шагами, что позволяет добывать УВ/газ в местах, в которых 15-20 лет назад добыча считалась невозможной. К примеру, та же знаменитая Баженовская свита. Да, совершенных методов для добычи еще нет, но уже проделано много работы и есть результаты.
- Моя работа без изменений, но наблюдается цифровизация отрасли.

3. **С Вашей точки зрения, какие аспекты комплексных методов исследования скважин требуют дальнейшего развития и совершенствования в современных условиях?**

- a. Специальные комплексные глубинные приборы и оборудование скважин различных категорий. (43%)
- b. **Новые технологии исследований (скважинные, промысловые, лабораторные, компьютерные и др.).** (62%)
- c. **Подготовка высококвалифицированных специалистов в сфере современных методов комплексных исследований и интерпретации промысловых данных.** (60%)

- d. Повышение роли и ответственности заключений по результатам анализа комплексных исследований и интерпретации промысловых данных. (45%)

Комментарии:

- Новые методы анализа ГДИ газоконденсатных скважин.
- Интеграция результатов в другие сферы и корректное использование результатов исследования.
- Требуется пересмотр подходов к организации ИС.
- Перспектива – автономное бурение и, соответственно, ГТИ и ГИС.
- Все вышеперечисленное + сопровождение инструментами моделирования для верификации результатов.
- Все аспекты важны (несколько ответов).

4. Как Вы оцениваете текущий уровень развития лабораторных центров исследований керна и пластовых флюидов в России?

- a. Полностью советует мировому уровню, а по некоторым направлениям превосходит мировых лидеров. (17%)
- b. **Незначительно уступает мировому уровню, но полностью обеспечивает потребности нефтегазовой отрасли Российской Федерации.** (38%)
- c. Не полностью обеспечивает потребности нефтегазовой отрасли Российской Федерации и значительно уступает мировому уровню развития. (24%)
- d. Развит скорее слабо и требует значительных усилий для развития и возможности обеспечивать потребности нефтегазовой отрасли Российской Федерации. (12%)

Комментарии:

- Не могу судить, так как не видел и не работал с результатами зарубежных лабораторий; мало знаком с лабораторными центрами, затрудняюсь ответить; не могу судить, т.к. неглубоко погружён в эту тему, но как минимум не ниже мирового уровня и т.п. (*около 10 вариаций такого ответа*).
- Отставание в области исследований многофазной фильтрации, цифрового керна.
- Уровень соответствует, но работы не заказываются. Есть вопросы к достоверности определения граничных значений пористости, требует обширного изучения вопросы нелинейной фильтрации, выпадения АСПО при закачке холодной воды и др.
- Происходит стагнация и полное закрытие малых научно-исследовательских центров и лабораторий.
- Соответствуют мировому уровню.

5. Как Вы оцениваете существующую систему оценки стоимости и ценности информации, полученной методами ГДИС?

- a. Система оценки стоимости информации, получаемой методами ГДИС, базируется целиком на затратах, понесенных недропользователем, для ее получения. (31%)
- b. Сформирована в отечественном и мировом недропользовании система оценки ценности информации. (15%)
- c. Оценка стоимости и ценности информации носит формальный характер. (21%)
- d. **Практически отсутствует методическая основа оценки стоимости и ценности информации, получаемой методами ГДИС.** (40%)

Комментарии:

- Ответ С именно для массовых (текущих) работ.
- Зачастую потенциальные потребители информации ГДИС для упрощения своей работы делают вид об отсутствии информации.
- Система оплаты практически осталась застойной (80-е годы прошлого века).
- Я точно не слышал, что есть методическая основа оценки стоимости.

6. Существует ли в Вашей организации формализованная методика оценки качества исследований?

- a. Да. (50%)
- b. Нет, мы не проводим такую оценку. (12%)
- c. Нет, мы используем экспертный подход. (32%)
- d. Методика находится в процессе составления. (8%)

Комментарии:

- Да; есть доля неопределенности в оценке качества в спорных моментах, в процессе обсуждения профильных специалистов определяется качество таких исследований.
- Да; также используется экспертная оценка.
- Нет, мы используем экспертный подход. Шкала есть, но формализованной методики нет, пока на договоренности. В стадии становления, планируем формализовать.
- Используется не повсеместно (несколько ответов).

7. Как Вы оцениваете роль ГДИС при принятии решений, связанных с применением методов регулирования разработки нефтегазовых месторождений, сопряженных со значительными капитальными затратами (бурение уплотняющего фонда скважин, бурение боковых стволов, строительство многозабойных скважин и др.)?

- a. Принятие решений полностью основано на результатах изучения продуктивных пластов методами ГДИС. (4%)
- b. При принятии решений результаты ГДИС используются в равной степени с другими методами исследований: ГИС, ПГИ, промысловые исследования, физико-химические исследования. (78%)
- c. Роль ГДИС несущественна для принятия решений. (15%)
- d. Результаты ГДИС не принимаются во внимание при принятии решений и по этой причине не выполняются. (3%)

Комментарии:

- Роль ГДИС несущественна для принятия решений, однако, считаю, что роль ГДИС в компании недооценена.
- Зачастую результаты ГДИС начинают изучать после возникновения проблемы.
- ГДИС и ПГИ-ГС учитывают, но в рамках действующей эксплуатационной модели.

8. Как Вы оцениваете роль ГДИС при принятии решений, связанных с применением методов повышения нефтеотдачи и интенсификации разработки нефтяных и газовых месторождений, сопряженных с увеличением операционных затрат (обработки призабойных зон продуктивного пласта, выравнивание профилей притока и поглощения, потокоотклоняющие технологии, гидравлический разрыв пласта, тепловые методы, гидродинамические методы и др.)?

- a. Принятие решений полностью основано на результатах изучения продуктивных пластов методами ГДИС. (8%)
- b. При принятии решений результаты ГДИС используются в равной степени с другими методами исследований: ГИС; ПГИ; промысловые исследования; физико-химические исследования. (82%)
- c. Роль ГДИС не существенна для принятия решений. (10%)
- d. Результаты ГДИС не принимаются во внимание при принятии решений и по этой причине не выполняются. (2%)

Комментарии:

- Методы повышения нефтеотдачи не применяются в России.
- Роль ГДИС существенна, но зачастую дополнительные затраты на проведение исследований приводят к решению их не проводить.
- При ПНП требуется проводить ГДИС и ПГИ-ГС до воздействия и после. В ГС, как правило, этого не делают, слишком большие затраты денег, и времени. Кроме того, могут быть проблемы при СПО в ГС.
- Даже если и даем рекомендации, то решение по ним нам неизвестно.

9. Считаете ли Вы необходимым организацию специального супервайзинга по исследованиям в процессе бурения и освоения поисково-разведочных, эксплуатационных объектов гидро(газо)динамическими методами, проведению газоконденсатных исследований методом промышленных отборов газа, получению представительных глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов?

- a. Да, считаю, что необходимость создания такой службы супервайзинга назрела в связи с применением современных технологий гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин. Это существенно повысит качество и достоверность промысловых и лабораторных работ. (48%)
- b. Нет, не считаю, для этого достаточно имеющегося на скважинах супервайзинга по бурению и геологии, с возможным привлечением только на этапе испытания ведущих экспертов из научно-исследовательских или специализированных организаций. (25%)
- c. Считаю, что достаточным будет дополнительное обучение супервайзеров по сопровождению бурения на специализированных курсах по вопросам испытания в процессе бурения и освоения скважин. (18%)
- d. Затрудняюсь ответить, все будет зависеть от приоритетности и значимости испытуемых объектов. (10%)

Комментарии:

- В нашем случае это уже реализовано.

- SLB и другие компании на субподряде имеют контроль качества необходимого уровня. Вопрос в том, что большинство российских компаний не могут предоставить подобного сервиса.
- Не вижу заказчика такой службы. Государство или Недропользователь? Если Недропользователь, то он сам в состоянии такую службу создать/нанять.
- Зависит от приоритетности объектов.
- Служба супервайзинга по испытаниям на базе НГДО нецелесообразна. Необходимо полное сопровождение работ по испытанию специалистами НИИ/специализированной организации.

10. Как Вы оцениваете необходимость создания консорциумов между Центрами исследованиями керна и пластовых флюидов различных нефтяных компаний для планомерного развития данного направления в России?

- a. Создание таких консорциумов необходимо, требуется привлечение государственных органов для их организации и контроля за взаимодействием. (18%)
- b. **Создание таких консорциумов необходимо, это положительно скажется на развитии данного направления в России.** (46%)
- c. Создание таких консорциумов желательно для решения конкретных задач, таких как совместная разработка регламентирующих документов для исследования керна месторождений ТРИЗ (например – баженовская, березовская свиты и пр.). (36%)
- d. Создание консорциумов между Центрами исследованиями керна и пластовых флюидов различных нефтяных компаний не имеет смысла и не принесет положительных результатов. (3%)

Комментарии:

- В любом случае обмен опытом всегда носит положительный характер.
- Нет координирующего центра на гос. уровне.

II – Техника, технологии, программное обеспечение.

11. Как Вы оцениваете текущее состояние дел в области аппаратурного и технического обеспечения исследований скважин, отвечает ли она современным требованиям по информационному обеспечению контроля разработки?

- a. Полностью отвечает современным требованиям, позволяет решать полный спектр задач контроля разработки. (21%)
- b. **Решает свои задачи, лишь частично, не обеспечивая потребности контроля в полной мере.** (64%)
- c. Эффективна лишь в единичных случаях, при наиболее благоприятных условиях проведения исследований. (17%)
- d. Полностью неудовлетворительное, требующее поиска и внедрение кардинально новых технических решений. (2%)

Комментарии:

- Необходимо повсеместное внедрение GSM модулей для оперативного контроля за исследованием скважин.

- При сложных конструкциях скважин технологии могут быть труднодоступными из-за технологической сложности размещения и высокой стоимости.
- Для ГС на шельфе требуются современные технологии ГИС-бурения. От мирового уровня мы очень сильно отстали. На смену ПГИ-ГС идут интеллектуальные заканчивания. Здесь еще можно, наверное, и обогнать мировой уровень.

12. Как Вы оцениваете полноту и эффективность современного методического и технологического обеспечения контроля разработки (спектр применяемых методов исследований, технологии проведения измерений, способы интерпретации и анализа данных)?

- a. Полностью соответствуют современному уровню, необходимость в существенных дополнении и модернизации в ближайшей перспективе время отсутствует. (7%)
- b. Нуждается в несущественной доработке отдельных элементов. (52%)
- c. Эффективна лишь в единичных случаях, при наиболее благоприятных условиях проведения исследований. (33%)
- d. Нуждается в кардинальном совершенствовании. (16%)

Комментарии:

- НГДО генерирует огромный объем данных, которые впоследствии не используются.
- Нормативная база устарела.
- Необходима актуализации РД в соответствии с современными технологиями исследований (2 ответа)
- Необходимо внести дополнение по использованию в качестве замены ГДИ неспециальных видов исследований (АДД) по данным непрерывной записи датчиков ТМС.
- Так как новые методы не прописаны в РД, им не уделяется достаточно внимания.

13. Как вы оцениваете текущее состояние дел в области информационного обеспечения контроля разработки (ПО для обработки и интерпретации результатов промыслового-геофизических, гидродинамических и других видов исследований, базы данных, инструменты системообразующий интерпретации по объекту в целом и пр.)?

- a. Полностью соответствуют современному уровню, необходимость в существенных дополнении и модернизации в ближайшей перспективе время отсутствует. (11%)
- b. Нуждается в несущественной доработке отдельных элементов. (53%)
- c. Эффективна лишь в единичных случаях. (24%)
- d. Нуждается в кардинальном совершенствовании. (18%)

Комментарии:

- Нужно больше ПО, независимого, желательно иметь хотя бы одну открытую платформу.
- В части ГДИС более требуется широкое применение российского ПО, наряду с иностранным
- Импортозамещение и переход к устарелому комплексу «Мониторинг ГДИС».
- Так как новые методы не прописаны в РД, им не уделяется достаточно внимания.

- 14. Должны ли мы кардинально менять сложившуюся систему исследований при контроле разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами?**
- Сложившаяся система контроля разработки может быть полностью перенесена на объекты ТРИЗ. (5%)
 - Необходимо дополнить систему контроля новыми методами и технологиями элементов без кардинальных изменений в целом. (40%)**
 - Из сложившейся системы исследований при контроле разработки ТРИЗ эффективны только отдельные элементы. (42%)**
 - Система исследований должна быть принципиально иной. (17%)

Комментарии:

- Необходимо всецелое внедрение методов исторического анализа работы скважин – от момента начала бурения по текущую ситуацию; использование методов АДД без остановки скважин.
- Если речь идет о выполнении РД-153 под редакцией Р.Г. Шагиева, то для ТРИЗ ее действительно трудно применять. Однако применение альтернативных «безостановочных» методов также затруднено в силу несовершенства методов контроля Р и Q для месторождений с ТРИЗ.
- Лидером является США.
- Не могу знать, система в любом случае должна быть адаптирована под ТРИЗ.
- Скважины ТРИЗ нельзя (нежелательно) останавливать – восстановление пластового давления занимает более одного месяца, длительный вывод на предыдущий режим (вода заходит в пласт и ухудшает параметры призабойной зоны). Скважины ТРИЗ должны исследоваться в основном методами с использованием ТМС (анализ добычи, гидродинамическое моделирование, др.). Текущее РД с ежеквартальным замером Рпл. является барьером к освоению ТРИЗ в России, полностью не соответствует реалиям. Сомневаюсь, что американцы за 2 года жизни сланцевой скважины проводят хоть один повторный замер пластового давления. Учитывая противодействие наших внутренних РД и более высокую стоимость МГРП, мы не скоро достигнем уровня эффективности западных коллег. С ТРИЗ проблема также в том, что длительное ВСС не позволяет выйти на радиальный приток, так как влияние окружающих скважин наступает раньше. Поэтому, достоверно определить параметры пласта через КВД можно только с применением дорогостоящих технологий. В РД должна быть отдельная глава по исследованиям.

- 15. Как Вам видятся перспективы широкого внедрения технологий долговременного мониторинга разработки месторождений с помощью стационарных информационно-измерительных систем (СИИС)?**

- Мониторинг полностью заменит существующие методы исследований. (11%)
- Мониторинг и стандартные технологии будут использоваться совместно в обоснованной пропорции. (73%)**
- Системами мониторинга будет оснащаться отдельные объекты. (20%)
- Системы мониторинга останутся только как элементы специальных исследований в рамках опытно-промышленных работ. (8%)

Комментарии:

- Системами мониторинга оснащаются отдельные объекты.

16. Каким Вам видится в ближайшем будущем и перспективе развитие и внедрение стационарных систем мониторинга на основе оптоволокна?

- a. Использование данной технологии в скважинах со сложным заканчиванием станет преобладающим. (19%)
- b. Данная технология будет широко использоваться. (32%)
- c. **ОВС будут оборудоваться единичные скважины.** (38%)
- d. Системы будет использоваться крайне редко, в основном в рамках опытно-промышленных работ (21%).

Комментарии:

- По п.п. а,б, в основном, на новых месторождениях.
- Ответ а - при условии продолжения работ по развитию данной технологии.
- с - сейчас и ближайшая перспектива, б - более отдаленная перспектива.
- Через 30 лет 50% новых скважин будут оснащаться системами на основе оптоволокна или альтернативной технологией.
- Необходима доработка технологии в части повышения чувствительности.
- Дорого и капризно, такого объема информации нет, чтобы использовать большую пропускную способность оптоволокна, применяется только при ОПР.
- Данный метод зарекомендовал себя, я вижу его как дополнение к ГДИ с увеличенными решениями задач.
- Проблем с реализацией на рынке нет.
- По крайней мере хотелось бы так.
- Технически пока это реализовано не в полной мере.

17. Что на Ваш взгляд в большей степени препятствует принятию кардинальных управляющих решений по оптимизации системы выработки коллектора по результатам контроля разработки?

- a. Низкая результативность исследований. (20%)
- b. **Отсутствие надежных технологий подземного ремонта скважин, воздействия на пласт для обеспечения его равномерной выработки и пр.** (42%)
- c. Неоправданно высокая стоимость геолого-технических мероприятий для корректировки системы выработки. (38%)
- d. Препятствий нет. (8%)

Комментарии:

- Противоречивость получаемых данных.
- Слабый уровень погружения специалистов в обработку всей информации комплексно.
- Всё упирается в экономическое обоснование.
- Сложившаяся система организации и оценки результатов ГИРС. Если она не изменится, ничего хорошего не будет.
- Недостаточная изученность вследствие низкого финансирования.
- Слабая связь между поставщиками и потребителями результатов исследований.
- За правильный ответ можно «схлопотать» десяток лет.
- Отсутствие квалифицированных управленцев.
- Отсутствие необходимых данных и, соответственно, исследований.

- Нормативная база, существующие системы управления. Перевод скважин из одной категории в другую может занимать значительное время.
- Геологическая неопределенность. Результаты исследований полностью не снимают неопределенность геологии в межскважинном пространстве (наличие нескольких пропластков по вертикали и др.).
- Боязнь принятия решений менеджерами ВИНК.
- Скажу за то, чем занимаюсь – качество проведения ГДИС, обусловленная ограничениями по их проведению и исходными данными от Заказчика.
- Субъективный фактор.

18. Как Вы оцениваете степень практического использования результатов контроля разработки при планировании геолого-технологических мероприятий по оптимизации режима работы скважин, подземному ремонту и пр.?

- a. Результаты успешно используются в большинстве случаев, обеспечивая информацией принятие обоснованных решений. (44%)
- b. Процент неблагоприятных ситуаций, когда соответствующее решение затруднено, достаточно высок. (35%)
- c. Эффективна лишь в отдельных, при наиболее благоприятных условиях проведения исследований. (20%)
- d. Практически неэффективна. (2%)

Комментарии:

- Не используется даже на четверть.

19. Как Вы оцениваете степень практического использования результатов контроля разработки при принятии управляющих решений по оптимизации системы разработки, повышения коэффициента нефтеизвлечения?

- a. Результаты успешно используются практически всегда. (24%)
- b. Результаты используются частично. (66%)
- c. Результаты используются в исключительных случаях. (7%)
- d. Результаты практически не используются. (3%)

Комментарии:

- Работы по повышению коэффициента нефтеизвлечения в России не производятся.

20. Какова степень использования результатов исследования эксплуатационных скважин при информационном насыщении гидродинамических моделей объектов разработки?

- a. Результаты исследования используются максимально широко, обеспечивая полный объем информации, необходимой для насыщения моделей. (27%)
- b. Результаты используются частично. (58%)
- c. Результаты используются в единичных случаях. (10%)
- d. Результаты практически не используются, модель строится преимущественно на основе геологической информации и промысловых данных. (10%)

Комментарии:

- В разных компаниях п. б. или с.
- Когда как – бывает, что результаты ГДИС и отбраковываются.

21. Как Вы оцениваете существующую технологию проведения исследований при установившихся режимах фильтрации газовых и газоконденсатных скважин с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием, отвечает ли она современным требованиям?

- a. Полностью отвечает современным требованиям. (8%)
- b. Не в полной мере обеспечивает получение корректных результатов замеров на режимах исследования. (34%)
- c. Требуется доработка и адаптация данной технологии для скважин с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием. (40%)
- d. Необходима разработка новых технологий исследования скважин с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием. (21%)

Комментарии:

- Нужны новые методы для исследований МЗС и ГС с МГРП.
- Затрудняюсь ответить, т.к. слишком малое количество проведенных исследований газовых скважин с ГС. Технология исследований сложностей не вызывала.
- Не совсем понятно, о какой конкретно технологии речь.
- Дело не в технологии, а в методах интерпретации.

22. Как Вы оцениваете существующие методы обработки результатов исследований при установившихся режимах фильтрации газовых и газоконденсатных скважин с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием, отвечает ли она современным требованиям?

- a. Полностью отвечает современным требованиям. (8%)
- b. Не в полной мере обеспечивает получение корректной обработки результатов исследования. (39%)
- c. Требуется доработка и адаптация данных методов обработки результатов исследований скважин с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием. (41%)
- d. Необходима разработка новых методов обработки результатов исследований скважин с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием. (12%)

Комментарии:

- Для разных задач п.п. b., c., d.
- Необходимо разделение понятий эффективная длина по ГДИ и по РИГИС.
- Затрудняюсь ответить, т.к. слишком малое количество обработок данного вида исследования. При обработке сложностей не возникало.
- Методы интерпретации есть, но мало кто их знает.
- Этот вопрос повторяет вопрос 2.21.
- Требуются недорогие интеллектуальные заканчивания для мониторинга работы скважины постоянно.
- Не сталкивался в работе (несколько ответов).

23. Как Вы считаете, насколько детальна должна быть характеристика компонентного состава пластового газа по газоконденсатным исследованиям?

- a. С точностью до компонентов (веществ), учитываемых в Государственном балансе запасов полезных ископаемых. (29%)
- b. Количество компонентов и точность их определения должны быть достаточны для прогноза фазового состояния пластового флюида при снижении пластового давления. (54%)

- c. Количество компонентов и точность их определения должны быть достаточны для прогноза фазового состояния и количества жидких и газообразных потоков при подготовке продукции на промысле. (22%)
- d. Количество компонентов и точность их определения должны быть достаточны для оценки количества товарных продуктов при последующей переработке на нефтехимическом (газохимическом) заводе. (9%)

Комментарии:

- Зависит от задач / нет опыта (10 ответов)

24. Как Вы оцениваете оснащенность недропользователя современными технологиями и техническими средствами для изучения процессов разработки, регулирования разработки и повышения нефтеотдачи нефтяных и газовых месторождений методами ГДИС?

- a. Номенклатура и состав технологий и технических средств в настоящее время полностью удовлетворяют потребностям недропользователя и требованиям нормативных документов. (12%)
- b. Номенклатура и состав технологий полностью удовлетворяют потребностям недропользователя, однако технические средства не в полной мере обеспечивают их реализацию. (49%)
- c. Номенклатура и состав технологий полностью удовлетворяют потребностям недропользователя, однако стоимость технологий и технических средств не позволяют их использовать для скважин малодебитных и с высокой обводненностью. (35%)
- d. Современные технологии и технические средства не обеспечивают изучение методами ГДИС процессов выработки продуктивных пластов, не позволяют принимать решение по регулированию разработки и повышению нефтеотдачи. (12%)

Комментарии:

- По п.п. b, c., d. имеет место в разных компаниях и месторождениях.
- Замечено, что даже у крупных Недропользователей имеются проблемы с парком оборудования, что влечет за собой проблемы с выполнением объемов работ.
- Состояние индивидуально для каждого недропользователя.
- Зависит от специфики запасов недропользователя. Если у него зрелые месторождения, то существующих технологий достаточно. Если это новые месторождения, то скорее всего нужен подход учитывающий специфику объекта разработки.

25. Как Вы оцениваете оснащенность нефтегазодобывающей отрасли специализированным программным продуктами для обработки результатов промысловых гидродинамических исследований скважин?

- a. Нефтегазодобывающая отрасль РФ полностью оснащена необходимым специализированным программным обеспечением (ПО), охватывающим и новые современные технологии ГДИС, и новых разработок не требуется. (10%)
- b. Отрасль в полной мере оснащена зарубежным ПО, которое полностью покрывает потребности отрасли и нет необходимости в развитии отечественного ПО. (7%)

- c. Следует развивать отечественное ПО, основанное на передовых информационных технологиях и искусственном интеллекте, направленное на обеспечение сопровождения современных технологий, например, сбор, хранение и обработку результатов систем непрерывного мониторинга. (80%)
- d. Не следует ничего делать в этом направлении. (0%)

Комментарии:

- Следует более широко применять отечественное ПО, наряду с иностранным.
- Не надо различать отечественное и зарубежное ПО, есть проблемы с внедрением ПО, обучением специалистов.
- К программным продуктам требуется и хорошие методики.
- Странные варианты ответов - тут вопрос о дальнейшем развитии или текущей оснащенности? Естественно, следует использовать как зарубежное ПО, так и развивать отечественное. Главное, чтобы отечественное не стало дороже зарубежного при меньшем функционале. За подобными примерами далеко ходить не надо - достаточно сравнить Сапфир и Мониторинг-ГДИС.
- Отрасль не в полной мере оснащена зарубежным ПО.
- Ни один ответ ни подходит, ближе всего а), но новые разработки всегда нужны.

26. Какие исследования Вы считаете наиболее информативными для изучения геологического строения пласта?

- a. Метод установившихся отборов. (26%)
- b. Метод восстановления или стабилизации давления (регистрация длительных кривых забойного давления в работающей скважине) с регистрацией кривых восстановления (изменения) давления на забое. (76%)
- c. Метод восстановления давления с регистрацией кривых восстановления уровня. (22%)
- d. Метод гидропрослушивания. (50%)

Комментарии:

- Сейсмика, фациальный анализ, геофизика и пр...
- Комплекс методов ГДИС.
- Активное применение метода Анализа Добычи и КПД после мини-ГРП/ГРП.
- Мультискважинная деконволюция.
- Применение технологии закрытия забоя при ГДИ.
- Не очень корректный вопрос, мне кажется, спектр технологий намного шире и каждая имеет свои особенности и диапазон применения.
- Геологическое строение изучается иными методами, все перечисленные методы нужны для определения фильтрационных параметров пласта, призабойной зоны, границ и др.
- Все вышеперечисленное при разных задачах.
- Желательно все.
- Нет универсального метода, многое зависит от решаемой задачи, экономической целесообразности затрат.
- Гидродинамические исследования должны быть комплексными и включать в себя как исследования на установившихся режимах, так и исследования методами КВД-КПД, парного и площадного гидропрослушивания скважин.
- Трассер. исследования, сейсмика.

27. Какие исследования Вы считаете наиболее информативными для контроля разработки?

- a. Метод установившихся отборов. (31%)
- b. Метод восстановления давления (уровня в механизированных скважинах) или стабилизации давления с регистрацией кривых восстановления (изменения) давления с измерением давления на забое. (83%)
- c. Метод гидропрослушивания. (30%)
- d. Отбор и анализ поверхностных и глубинных проб нефти и попутной воды. (41%)

Комментарии:

- Промысловые исследования, Сейсмика, ГИС, моделирование.
- Контроль выработки запасов по разрезу в условиях слоисто-неоднородных коллекторов
- Метод мультискважинного ретроспективного теста.
- Все перечисленные методы важны. Также необходимо определение текущего газового фактора, запись профилей притока/поглощения.
- И не только перечисленные.
- Только проведение исследований комплексными гидродинамическими методами, включая отбор и анализ проб пластовых флюидов.
- Все необходимо (несколько ответов).
- Комплексные исследования ИД/КВД с отбором и анализом ПФ.
- Комплекс методов + трассерные исследования.
- С ТМС, на забой пересчет. Не на забой-дорого!

III – Совершенствование методологии, нормативной базы.

28. Как Вы оцениваете состояние современной нормативно-правовой базы нефтегазодобывающей отрасли РФ?

- a. Нефтегазодобывающая отрасль РФ полностью оснащена необходимыми нормативными и правовыми документами, направленными на обеспечение эффективной разработки углеводородных месторождений. (9%)
- b. Не решены нормативные вопросы контроля газосодержания и газового фактора на различных стадиях разработки нефтегазовых месторождений, включая месторождения с многопластовыми объектами. (53%)
- c. Не решены нормативные вопросы обоснования опорной сети скважин, периодичности и охвата для контроля разработки методами ГДИ, включая месторождения с низкой и ультрапрочной проницаемостью продуктивных пластов. (65%)
- d. Не следует ничего делать в этом направлении. (2%)

Комментарии:

- Не решены вопросы учета оснащения фонда при ПГИ.
- Назрела необходимость существенной модернизации существующих документов.
- Требуется разработка современных отраслевых документов в области ГДИС.
- Нормативные документы определяют минимально необходимые требования.

- Необходимо регламентировать применение виртуальных замеров в случае отсутствия/нецелесообразности проведения прямых замеров.
 - Нужно повышать уровень подготовки специалистов в области ГДИ. Грамотный специалист (специалисты) решит все стоящие задачи без нормативов и регламентов. Кадры решают всё!
 - Нормативно-правовая организация в РФ в этом плане устроена не самым лучшим образом, нужно пересматривать подход.
 - Многое, что надо решать.
 - Нормативно-правовая база находится в постоянной эволюции, не поспевая за изменениями в РФ.
 - Текущее РД не соответствует реалиям, периодичность исследований избыточна, тормозит развитие ТРИЗ. По отдельным параметрам таблицы РД противоречат друг другу.
29. Считаете ли Вы необходимым коррекцию руководящего документа РД 153-39.0-109-01? В каком направлении на Ваш взгляд следует дорабатывать этот руководящий документ?
- a. Руководящий документ РД 153-39.0-103-01 в полной мере отвечает современным требованиям, отражает все необходимые рекомендации по технологиям ГДИС, методикам обработки результатов ГДИС, охвату и периодичности ГДИС. (6%)
 - b. Следует пересмотреть и доработать документ в части оценки качества результатов ГДИС. (44%)
 - c. Следует пересмотреть и доработать документ в части методического обоснования формирования опорной сети скважин, периодичности и охвата исследованиями скважин методами ГДИ для контроля разработки, включая динамику пластового давления. (74%)
 - d. Не следует перерабатывать РД. (0%)

Комментарии:

- Следует переработать РД, также формализовать потребность в ГДИС.
- Необходимо пересмотреть периодичность и охват ГДИ.
- Включение возможности применения альтернативных технологий.
- РД 153 хорошая универсальная база, частично нуждается в актуализации (особенно таблица с периодичностью исследований). Отдельные корректировки можно вносить в рамках ЛНД с учетом особенностей активов.
- Не нужно никаких РД. Они только связывают руки.
- Надо многое, что пересмотреть.
- Нужно два РД. Отдельно для работ на суше и для морских условий.
- Нужно разработать новые алгоритмы обработки.
- Оно устарело. И требуется разделять ГИРС на суше и ГИРС на море.
- Необходимо пересмотреть периодичность исследований! Упор делать на опорную сеть. А на остальных скважинах определять с помощью гидродинамического моделирования, анализа добычи и пр. спец. ПО. Отдельно рассмотреть для ТРИЗ. Даже в РД 1982 года периодичность замера пластового давления была раз в полугодие, а не как в РД 2002 года – один раз в квартал.

30. Как Вы оцениваете роль и значение Методических указаний «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» (РД 153-39.0-109-01) в условиях современных требований к контролю над разработкой? Какие разделы этого РД Вы считаете необходимым переработать или дополнить новыми?

- a. РД 153-39.0-109-01 полностью отвечает современным требованиям и подходам к разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений, его переработка не требуется. (6%)
- b. Не в полной мере обеспечивает потребности нефтегазовой отрасли, желательно дополнить разделами исследований морских месторождений на стадиях разведки, освоения и эксплуатации (разделы 10, 11 РД 153-39.0-109-01). (24%)
- c. Необходима полная переработка всех разделов РД 153-39.0-109-01, изданного в 2002 г., его положения устарели и не отвечают современным требованиям нефтегазового бизнеса. (59%)
- d. Затрудняюсь ответить, т.к. РД 153-39.0-109-01 редко применяю в своей производственной деятельности. (10%)

Комментарии:

- Расширить область на газовые/газоконденсатные месторождения.
- Для газодобывающей отрасли требуется создание нового документа.
- РД 153 хорошая универсальная база, частично нуждается в актуализации (особенно таблица с периодичностью исследований). Отдельные корректировки можно вносить в рамках ЛНД с учетом особенностей активов.
- Лет 10, а может и более, не открывал РД.
- Острый вопрос периодичности исследований, особенно для условий длительных ГДИ.
- Требуется переработка раздела 12 в части периодичности исследований с учетом стадий разработки и дополнение новыми технологиями исследований.

31. Как Вы оцениваете состояние российской нормативной, методической базы (регламенты, методические указания, методики, ГОСТы и пр.) для функционирования лабораторных центров исследования керна и пластовых флюидов?

- a. Наличие регламентирующих документов и методик достаточно для проведения полного комплекса исследований керна и пластовых флюидов, в том числе месторождений нетрадиционного типа и месторождений ТРИЗ; (10%)
- b. Наличие регламентирующих документов и методик достаточно для проведения полного комплекса исследований керна и пластовых флюидов только месторождений с традиционным типом коллекторов. (32%)
- c. Используемая методическая база (регламенты, методические указания, методики, ГОСТы и пр.) для проведения исследований керна разрознена, отсутствуют общие подходы к разработке методических документов, разработка регламентирующих документов происходит локально в разных нефтяных компаниях, сложно оценить достаточность нормативной, методической базы для функционирования лабораторных центров исследования керна и пластовых флюидов. (39%)

- d. Российская нормативная, методическая база (регламенты, методические указания, методики, ГОСТы и пр.) отсутствует, для функционирования лабораторных центров исследования керна и пластовых флюидов в основном используются зарубежные методики и нормативные документы, разработанные в СССР. (5%)

Комментарии:

- Затрудняюсь ответить / нет информации (более 10 ответов).

- 32. В 2022 году исполняется 20 лет с принятия в действие РД 153-39.0-109-01. Каким, на Ваш взгляд, должно быть оптимальное количество исследований скважин для получения ценной информации о нефтегазовых месторождениях, в т.ч. для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону, увеличения КИН, охраны недр и окружающей среды?**
- a. 10% от фонда скважин (14%)
 - b. 25% (18%)
 - c. 50% (18%)
 - d. **75-100%** (23%)

Комментарии:

- Необходимо связать с выработанностью и зрелостью месторождений.
- Процент исследований должен варьироваться о степени изученности объекта. Нужна прозрачная и обоснованная градация изученности и необходимого процента исследований скважин.
- Количество исследований должно зависеть от решаемых задач, а не только от количества скважин.
- Все зависит от строения участка, залежи, месторождения.
- 75-100% для м-ий с высокодебитным фондом и ограниченным количеством скважин. Для большого количества скважин возможна выборка по участкам на основании ФЕС и геологических условий.
- Необходим дифференциальный подход и возможность применения косвенных и альтернативных классическим методов.
- Необходим дифференциальный подход в зависимости от условий месторождений (несколько вариантов ответа)
- Требуется дифференцированное обоснование охвата в зависимости от стадии разработки и величины запасов. Требуется регламентировать не охват, а методику обоснования охвата для конкретного случая.
- Наверное, решение по охвату должно корректироваться с учетом особенностей конкретного объекта.
- Зависит от сетки скважин, однородности и сложности объекта, стадии разработки.
- Должен быть гибкий подход в зависимости от геологических, технологических и технических факторов.
- Не более 10% от фонда скважин в зависимости от геологических условий.
- Расчет оптимального количества исследований вести от действующего фонда (10%), дополнительно для месторождений, находящихся в промышленной эксплуатации, рассматривать ГДИ на бездействующем и пьезометрическом фонде.

- В данный момент при применении новейших методик ГДИС без остановки добывающих скважин, оснащенных телеметрией возможен 100% охват данных скважин.
- Должно определяться от типа месторождения, проницаемости, связности пласта. Необходима разработка соответствующей методики со статусом документа государственного образца, отвечающей на этот вопрос.
- Наверное, это зависит от геологии и эксплуатационной модели.
- Количество исследований должно зависеть от геологического строения залежи, и меняться в зависимости от динамики основных показателей разработки.
- Охват ГДИС должен зависеть от нескольких факторов, стадий разработки, коллекторных свойств, сложности строения и пр.
- Не может быть одного числа на все случаи жизни, оптимальный процент охвата зависит от множества факторов.
- Каждая скважина должна быть исследования при выходе из бурения, а также перед и после ремонта. Далее скважины должны исследоваться по специальным программам для решения конкретных задач.
- Зависит от геологических условий, интенсивности (стадии разработки) месторождения, количества проводимых ГТМ.
- Считаю, что оптимальное число исследований определяется, исходя из особенностей месторождения (стадии разработки, числа скважин, неоднородности объекта, типа коллектора и др). В любом случае, необходим баланс между информативностью исследований и их стоимостью. Сейчас, часто, исследования рассматриваются как простой скважин, сопряженные с потерями, создание системы оценки ценности информации, получаемой в результате исследований возможно позволило бы пересмотреть взгляды и добавило бы понимания – зачем нужно исследовать в предлагаемом объеме.
- Охват определяется отдельно для разных этапов разработки и эксплуатации.
- Зависит от размера залежей, стадии разработки и режима разработки.
- Оптимальное количество исследований должно зависеть от условий и особенностей месторождения.
- В зависимости от неоднородности разрабатываемых объектов, присутствия ТРИЗ и стадии разработки.
- Оптимальное число зависит от ценности информации.
- Это зависит от конкретных условий эксплуатации.
- Зависит от вида исследований.
- В зависимости от стадии освоения, на начальной 100%.
- 5-25% в зависимости от стадии разработки месторождений и геологических условий.
- Необходимо считать оптимальный охват исследованиями, а не задавать цифры с потолка.
- Должно снижаться, чем больше действующий фонд. Для уникальных месторождений достаточно 5-10%.
- Зависит от геологической ситуации на месторождении, проблем при его разработке.
- Зависит от экспл. фонда скважин.

- На каждой скважине должны проводиться исследования, но не на каждой скважине все виды исследований. Промысловые – на всех с определенной периодичностью. Все зависит от выстроенной системы мониторинга и сложности объекта.

33. Какие нормативно-технические документы, регламентирующие охват фонда скважин исследованиями, их виды и периодичность используются?

- a. РД-39-100-91 Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. Москва 1991. (16%)
- b. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002. (69%)
- c. Корпоративное руководство по исследованиям. (58%)
- d. Свой вариант.

Комментарии:

- Стараюсь не пользоваться никакими РД.
- Проектный документ на разработку месторождений.
- Действующие нормативные документы имеют рекомендательный характер, поэтому исполняются в разных компаниях в разной степени. Но чтобы жестко зафиксировать требования к периодичности и охвату исследованиями необходима система, которая учитывает все особенности и условия месторождений. Возможно ли это, вопрос для меня открытый.
- Правомочно – действующее 2002 года. Но к нему много претензий.

34. На Ваш взгляд, должна ли быть представлены в проектных документах на разработку месторождений подробная информация об «эталонных» исследованиях скважин, включая методологию, технику, технологии и результаты интерпретации, сведения о профессиональном уровне, численности и уровне компетенций исследователей?

- a. Обязательно, с учетом необходимости испытания, внедрения и оценки эффективности новых технологий воздействия на пласты на основании отечественного и зарубежного опыта. (22%)
- b. Целесообразно, будет стимулировать качество выполняемых работ, придаст новый импульс в развитии профессионализма инженеров-исследователей. (45%)
- c. Бизнес-практика свидетельствует, что ничего менять не нужно. (9%)
- d. Нецелесообразно, нет соответствующих ресурсов. (16%)

Комментарии:

- Ответ Б только в части до сведений о профессиональном уровне, численности и уровне компетенций, поскольку не ясен критерий их оценки.
- При а и б потребуется привлечение специалистов-практиков по ГДИ, что затруднительно, разные бизнес-процессы (центр исследований, проектная часть).
- Не в проектном документе на разработку (здесь, наверное, излишне).

- Инициатива хорошая, стимулирующая качество выполняемых работ. Однако при этом, действительно, у исполнителей ПТД соответствующих ресурсов на это нет.
- Методология, техника и технология постоянно меняются и устаревают, нет смысла прописывать их в РД.
- При проведении опытно-промышленных работ (в отдельном разделе проекта).
- На данном этапе целесообразно в качестве рекомендательного характера.
- Нецелесообразно; в ПТД должны быть ссылки на соответствующие руководящие документы и методические указания.
- Необходимо учитывать зрелость и выработку месторождений, возможно при начале разработки нового месторождения с «чистого листа».
- Это было бы хорошо, но подробности в уровне, численности и компетенции совсем излишни.
- Высокая реализация не нужна.
- В ПТД такая высокая детализация не требуется.
- Целесообразно указать в соответствующих РД. В ПТД такая высокая детализация не требуется.

IV – Кадровая политика, развитие компетенций.

35. Как Вы оцениваете существующую систему развития научно-технических знаний и компетенций в области исследований скважин и пластов (в т.ч. в рамках междисциплинарного подхода), отвечает ли она современным требованиям?

- Полностью отвечает современным требованиям, привлекательна для талантов. (8%)
- Не в полной мере обеспечивает потребности нефтегазовой отрасли, не дает представления о мировом уровне.** (61%)
- Носит формальный характер, образовательные программы и профессиональные стандарты устарели и не отвечают современным требованиям нефтегазового бизнеса. (31%)
- Практически отсутствует. (2%)

Комментарии:

- Многое зависит от человека.
- Центры исследований – полностью отвечают, нефтедобыча – формальный характер.
- Вопрос неточен, не понял до конца смысл.

36. Как часто Вы участвуете в образовательных программах развития технических компетенций (повышение квалификации, профессиональная переподготовка, стажировка), специализированных конференциях?

- Ежегодно, на постоянной основе. (30%)
- Один раз в 2-3 года.** (35%)
- Один раз в 3-5 лет. (18%)
- Редко, практически никогда. (16%)

Комментарии:

- Последнее время возможность участия усложняется в связи с политикой усиления тайны коммерческой информации, к которой относят почти все.
- Татнефть не отправляет на курсы обучения, на конференции очень редко.
- Участвуем постоянно в качестве консультантов.
- Преподаю в институте два курса «ГТИ и ГИС-кабель» и «ГИС-бурение».
- Сейчас редко, пандемия.

37. Как известно, в СССР была централизованная система ознакомления с информацией об отечественных разработках и рефератах по западным исследованиям и практике работ. Широко распространялись реферативные журналы ВНИТИ, были доступны не засекреченные отчеты, переводы книжной палаты, рефераты и обзоры ВНИИОЭНГ, патенты. В рамках НТИ во многих организациях специалистам ежемесячно предоставлялись полученные западные публикации и препринты. Сейчас на Западе наряду с этой информацией широко распространяются платные публикации SPE, AAPG, SPWLA, курсы обучения и переобучения и вебинары.

Что из перечисленного целесообразно внедрить в современную практику?

- a. Всё внедрить, посмотреть и оставить окупаемое. (40%)
- b. Систему заголовков западных и отечественных статей и препринтов и доступа к ним из интернет за умеренную плату. (30%)
- c. Систему реферирования по заказу интересных статей и написание обзоров. (33%)
- d. Ничего не нужно.(1%)

Комментарии:

- Сделать периодический дайджест мировых достижений.
- Кому надо, тот найдет. Было бы неплохо организовать какой-то клуб, где членам давалась бы скидка на пользование ресурсами типа OnePetro.
- Организация ярмарок новых технологий с командированием профильных специалистов.
- Курсы обучения.
- Непонятен вопрос. Доступ к информации затруднен, в том числе финансово. Электронные переводчики сильно облегчили работу с информацией.
- СССР мог себе позволить систему реферирования, РФ – нет. Однако, имеется значимая надобность в ознакомлении с работами через «скатие» информации (на фоне колоссального объема публикаций в год). Возможно, стоит смотреть в сторону объединения усилий компаниями и создания системы реферирования через развитие машинного обучения.
- Централизация какого-либо процесса в условиях рыночной экономики практически невозможна. Консолидация всей имеющейся информации в одном месте/пространстве будет очень полезна.

38. Сколько времени Вы и Ваши сотрудники тратите на получение информации?

- a. Трудно построить такую оценку. Думаю, около половины одного дня в неделю мои сотрудники заняты самообучением. (38%)
- b. Конечно, лучше получать знания от специалистов. Не уверен, что мои сотрудники воспринимают прочитанное верно и не тратят время зря. (43%)
- c. Раньше в НИИ был библиотечный день. Хотел бы я понять пользу от него. (6%)
- d. Не трачу вообще. (5%)

Комментарии:

- Самообучение и общение с коллегами обогащает заинтересованных специалистам. Часть сотрудников избегает этого.
- В зависимости от поставленной задачи.
- Сложно понимаемый вопрос. Мы все время тратим на получение информации, просто в это время мы что-то делаем, пока информация до нас поступает.
- Большая часть дня.
- Получение информации идет через курсы, раз в год на человека.
- По мере постановки и решения конкретных задач.
- В совокупности 10-15%.
- Это большая роскошь в Татнефти что-то еще успевать изучать.
- Согласен с необходимостью внедрения литературного дня. Текущий процесс не позволяет.
- Высокая загрузка оперативными задачами не позволяет выделять время на самообучение.
- В ходе работы сформировал и поддерживаю информационную базу по каротажу.
- Наверное, контакт со специалистами в совокупности с самообучением.
- Оценить трудно, основное время занимает решение производственных и текущих вопросов.

39. Какая оценка издержек от «недоинформирования» кажется Вам наиболее справедливой?

- a. Мне не нужна информация, я всё знаю о своих объектах. (1%)
- b. На чужом опыте не научишься, каждый объект уникален и потому информация о чужом опыте и знаниях не нужна. (5%)
- c. Полезно бы послушать, но нужны ответы на наши вопросы и целевые семинары. (87%)
- d. Я удивляюсь, как компания еще существует при полном непонимании происходящего и чудесах (то обводнения, то нерентабельные вложения). (9%)

Комментарии:

- Знания и опыт (хоть и чужой) бесполезными не бывают.
- Пока не сняты вопросы с разработкой м/р - информации мало не бывает.
- Требуются целевое обучение и семинары.
- Риски от недоинформированности могут быть существенными, зависит от стоимости проектов работ по недропользованию.

40. Как Вы оцениваете потери из-за дублирования исследовательских работ, уже проведенных ранее на сходных объектах?

- a. Сейчас уже практикуют совместные полигоны работ. Сколько их должно быть и какой должна быть форма кооперации решают топ-менеджеры. (42%)
- b. Доказать, что мы сделали нечто неверно невозможно. Поэтому никакая информация не нужна. (11%)
- c. На нас работают известные сервисные компании. Они реально все знают и умеют. (7%)
- d. А что нам даст этот мировой уровень? У нас его применять или нельзя или куча проблем. (11%)

Комментарии:

- Нужно решать исходя из реальной задачи работ и реального объекта, иногда дублирование очень полезно, потому что «сходные» объекты сейчас встречаются редко, и всегда выбирать из каждой работы наиболее полезные и значимые результаты.
- Сходных объектов не существует. Проведение исследований дает необходимую информацию.
- Потерь нет. Любой эксперимент несет ценность.
- Думаю, что все объекты разработки уникальны и дублирование исследовательских работ можно рассматривать только с точки зрения технологий.
- В нефтегазовой отрасли опытно-промышленные работы занимают значительное время. Сокращение времени ОПР за счет известного опыта позволит оптимизировать адаптацию новых технологий на объекте.
- Необходима адаптация чужого опыта к своим геологическим условиям.
- Методика оценки потерь отсутствует.
- Дублирование исследований позволяет сравнивать и оно необходимо в определенных случаях без нарушения экономической целесообразности (в 10% случаев).
- Потерь нет из-за дублирования, чужой опыт, который дал результаты на одном месторождении, можно и нужно применять на другом месторождении, если это идет на пользу Обществу.
- Нет сходных объектов, вопрос не сформулирован правильно.
- Необходим индивидуальный анализ, так как работы могут проведены на разных этапах разработки, получена полезная информация.
- Зависит от объема запасов исследуемого объекта, возможно, что часть определений целесообразно брать с аналога.
- Не встречал в своей практике такого.
- Дефицит обмена информацией ведет к снижению уровня работ и росту затрат.
- Частично применяется анализ аналогов.
- Особенности отрасли таковы, что качественных исследований, к которым нет вопросов, очень мало. Мы иногда делаем повторные исследования у разных подрядчиков для сопоставления результатов, поэтому дублирование – это плюс, а не минус для анализа качества и нормировки результатов.
- В части ГДИС выполнение работ на разных месторождениях со сходными фильтрационно-емкостными свойствами не является дублированием.
- Воспроизводимость – основной критерий качества исследований.
- Вопрос и ответы – не согласуются. Оцениваю потери – значительными, поэтому см. 4.37.
- Зависит от вида работ.
- Зависит от вида работ. По отдельным видам работ периодичность РД завышена.

41. Способны ли Вы дать Вашей компании больше новых идей, проектов, технологий, чем от Вас требует руководство компании? Если да, то как воплощаются Ваши предложения?

- a. Воплощаются, и довольно быстро. (32%)
- b. **Воплощаются иногда, но понимание идет слабо.** (45%)
- c. Воплощаются лет через десять, когда руководство увидит это у других компаний. (10%)
- d. У руководства другие проблемы, им не до нововведений. (13%)

Комментарии:

- Руководство сервисной Компании, где я работаю, очень открыто новым идеям. Однако, Заказчик не всегда готов их выполнять по самым разнообразным причинам: от b до d.
- П. «а», т.к. компания занимается развитием ИТ-технологий анализа ГДИ.
- Оценка собственной оценки субъективна.
- Что-то воплощается, что-то – нет.
- Если связано с экономией, то согласовывается быстро, улучшение результата по исследованию оцениваем только мы.
- Воплощается, с некоторым отставанием.
- Несомненно, но каждая идея должна проходить через экспертную оценку.
- Смотря, насколько эта идея имеет перспективу (с учетом затрат).
- Способны при дополнительных трудозатратах, в т.ч. на обучение мировым практикам.

Информация о Вас.

Ваш профессиональный опыт работы в нефтегазовой отрасли.

- 5-10 лет (17%)
- 10-20 (35%)
- 20-30 (27%)
- 30-40 (18%)

Ваше базовое образование:

- Геология и геофизика (42%)
- Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений (38%)
- Математика, физика, информационные технологии (14%)
- Другое (6%: *автоматизация производственных процессов; разработка ПО; химические технологии*)

Ваша Профессиональная специализация:

- Геофизические исследования (27%)
- Гидродинамические исследования (51%)
- Петрофизические исследования (4%)
- Непосредственно провожу исследования на промысле (3%)
- Непосредственно провожу исследования в лаборатории (1%)
- Являюсь заказчиком работ (28%)

- Контроль проведения работ, регуляторные функции (20%)
- Анализ эффективности, оптимизация работ (26%)
- Общее руководство (29%)

Комментарии (дополнительные ответы):

- Начальник отдела разработки месторождений – должность, включающая в себя очень много различных задач.
- Трассерные исследования заводненных пластов.
- Общее руководство выполнением ПТД и Мониторинга разработки месторождений.
- ПТД.
- Гидродинамическое моделирование, проектирование разработки.
- Разработка и эксплуатация.
- Прошел путь от полевого ниженера каротажника до ведущего геофизика крупной нефтяной компании.
- Руководство ГДИ, исследованиями керна и пластовых флюидов. Ежедневно 1-2 часа в лабораториях обсуждение результатов.
- Составление ПТД, анализ выполненных решений ЦКР, обоснование невыполнения.

Вопросы для Анкеты сформулировали:

к.т.н. И.В. Афанаскин, к.т.н. Ф.Р. Билалов, И.А. Вахрушева, к.т.н. С.Г. Вольпин,
к.т.н. Б.Н. Еникеев, д.т.н. В.А. Иктисанов, д.т.н. М.И. Кременецкий, к.т.н. В.С. Левченко,
М.Ф. Серкин, к.г.-м.н. О.А. Смирнов, Г.В. Солдатов, д.т.н. В.Н. Федоров, д.т.н. Р.Г. Шагиев,
к.т.н., д.э.н. Р.Р. Шагиев.

ПРОТОКОЛ

КРУГЛОГО СТОЛА «20 ЛЕТ РД 153-39.0-109-01 «МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КОМПЛЕКСИРОВАНИЮ И ЭТАПНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ»

г. Москва

20 апреля 2022 г.

Дата и место проведения: 20 апреля 2022 г., конференц-центр гостиницы «Золотое кольцо» Управления делами Президента Российской Федерации. Круглый стол проведен в рамках XI Международного Форума «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», организованного Московским институтом нефтегазового бизнеса, ЦВК «Экспоцентр», Клубом исследователей скважин 19-21 апреля 2022 г.

Присутствовали: Руководители и главные эксперты нефтегазовой отрасли из ФБУ «ГКЗ», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Газпром нефть», АО «Зарубежнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», ERIELL Group, SANOAT ENERGETICA GURIHI; научно-исследовательских институтов и аналитических центров ФГБУ «ВНИГНИ», Института проблем нефти и газа РАН, Московского института нефтегазового бизнеса/ Клуба исследователей скважин, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Сколковского института науки и технологий, ФНЦ НИИ системных исследований РАН, Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта; производственных и нефтесервисных компаний ООО «ГеоСплит», ООО «ИНГЕОСЕРВИС», завода «Инкаб», ООО «Корэйтест сервис», Группы компаний «Москабельмет», ГК «Нефтьсервисхолдинг», АО «ПАНГЕЯ», ООО «РуНедра», «Системы микроскопии и анализа», ООО «Уфимский научно-технический центр». Всего присутствовало более 100 человек.

В том числе, авторы РД 153-39.0-109-01 в редакции 2002 года – к.т.н. С.Г. Вольпин, д.т.н. А.И. Ипатов, к.т.н. В.С. Левченко (в онлайн-формате), д.т.н. Р.Г. Шагиев (в онлайн-формате, ответственный исполнитель), к.т.н., д.э.н. Р.Р. Шагиев (руководитель).

Модераторы круглого стола – к.т.н. М.А. Басыров (ПАО «НК «Роснефть»), к.т.н. А.В. Давыдов (ФБУ «ГКЗ»), к.т.н. В.А. Лушпев (ООО «Газпромнефть НТЦ»), к.т.н., д.э.н. Р.Р. Шагиев (Московский институт нефтегазового бизнеса/ Клуб исследователей скважин).

ПОВЕСТКА ДНЯ

Обсуждение вопросов актуализации РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтегазовых месторождений» (утвержден и введен в действие приказом Минэнерго России от 05.02.2002, №30).

1. В дискуссии и обсуждении приняли участие:

А.А. Антонов (Главный специалист Управления по разработке месторождений ПАО «Сургутнефтегаз»), к.т.н. И.В. Афанаскин (Ведущий научный сотрудник отдела гидродинамических исследований и моделирования в нефтегазовой отрасли ФНЦ НИИ системных исследований РАН), к.т.н. М.А. Басыров (Заместитель директора – начальник Управления Департамента разработки месторождений ПАО «НК «Роснефть»), к.т.н. А.В. Давыдов (Главный геолог ФБУ «ГКЗ»), д.т.н. В.А. Иктисанов (Заведующий лабораторией ГДИ Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина), д.т.н. А.И. Ипатов (Эксперт ООО «Газпромнефть НТЦ»), к.г.-м.н. Т.А. Коровина

(Заместитель начальника Центра исследований керна ООО «Корэтест сервис»), к.т.н. В.А. Лушпееев (Руководитель Центра проектно-технической документации и подсчета запасов ООО «Газпромнефть НТЦ»), к.т.н. В.М. Мешков (Заместитель руководителя научно-технологического центра ООО «Башнефть-Петротест»), к.г.-м.н. О.А. Смирнов (Главный геолог ООО «ИНГЕОСЕРВИС»), д.т.н. В.Н. Федоров (Эксперт ООО «Башнефть-Петротест»), к.т.н., д.э.н. Р.Р. Шагиев (Ректор Московского института нефтегазового бизнеса), И.Ф. Шарифьянов (Главный специалист Управления разработки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского и Пермского регионов ПАО «ЛУКОЙЛ»).

2. Комплексные исследования скважин и пластов в России. Текущее состояние дел.

Масштаб задачи. Человеческий капитал. В настоящее время в нефтегазовой отрасли России, в области комплексных исследований скважин и пластов работает целая «армия решателей проблем» – более 10800 профессиональных геофизиков, гидродинамиков и петрофизиков.



Текущее состояние дел: некоторые результаты отраслевого опроса. В октябре 2021 г. – феврале 2022 г. Московским институтом нефтегазового бизнеса, Клубом исследователей скважин был проведен отраслевой опрос-анкетирование «Современное состояние исследований скважин и пластов в России» (<https://petroleum.ru/welltestclub/anketa/>). В анкете 41 вопрос, которые были направлены более чем 500 экспертам, ответили на вопросы 180 человек. Ниже приведены ответы на некоторые вопросы, которые характеризуют современное состояние комплексных исследований:

- На вопрос «*В России свыше 150 тысяч скважин обеспечивают ежегодную добычу на уровне 560 млн. тонн нефти и 730 млрд. куб. м газа из 1500 месторождений. Как Вы оцениваете текущее состояние дел в области исследований скважин и пластов?*» – более 70% респондентов оценили текущее состояние дел как «Экстенсивное развитие, постепенное снижение интереса к исследованиям, дефицит экспертизы, не уделяется должное внимание, резкое сокращение исследований».
- «*Как Вы оцениваете роль и значение Методических указаний «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» (РД 153-39.0-109-01) в условиях современных требований к контролю над разработкой? Какие разделы этого РД Вы считаете необходимым переработать или дополнить новыми?*» – более 60% респондентов отвечают, что необходима переработка и актуализация РД,

его положения устарели и не отвечают современным требованиям нефтегазового бизнеса.

- «Как Вы оцениваете существующую систему развития научно-технических знаний и компетенций в области исследований скважин и пластов (в т.ч. в рамках междисциплинарного подхода), отвечает ли она современным требованиям?» – 90% респондентов ответили, что она «Не отвечает современным требованиям отрасли».

3. Участники Круглого стола отметили:

3.1. **В.А. Лушпев** (**ООО «Газпромнефть НТЦ»**), открывая Круглый стол, проинформировал участников о текущем состоянии дел и направлениях работ по актуализации РД 153-39.0-109-01. С учетом высокой значимости комплексных исследований скважин и пластов для развития системы недропользования, повышения качества проектной документации, крупнейшими нефтегазовыми компаниями России – ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», по согласованию с ФБУ «ГКЗ», при участии Московского института нефтегазового бизнеса были проведены рабочие совещания и подготовлено коллективное письмо за подписью главных геологов на имя Руководителя Федерального агентства по недропользованию Е.И. Петрова с просьбой инициировать работы по актуализации РД 153-39.0-109-01. Далее возможно несколько вариантов дальнейшего развития событий: либо будет принято решение провести работы в рамках государственного задания, либо будет поручено компаниям актуализировать РД самостоятельно. В этой связи, предлагается создать рабочую группу на базе экспертного сообщества, с привлечением широкого круга компаний. Также необходимо отметить, что РД 153-39.0-109-01 был утвержден Минэнерго России, а в настоящее время деятельность по комплексным исследованиям находится в зоне ответственности Минприроды России.

3.2. **Р.Р. Шагиев** (**Московский институт нефтегазового бизнеса**) отметил, что РД в редакции 2002 года сыграл большую роль в развитии системы информационного обеспечения контроля и регулирования разработки нефтегазовых месторождений, создании ПДГТМ, планировании и оценке эффективности МУН, ГТМ, интенсификации добычи, применении ГРП и др. Принятие РД дало мощный импульс в подготовке кадров, развитии профессиональных компетенций: только в Клубе исследователей скважин, в России и 26 странах мира прошли обучение более 8900 человек. Работу над актуализацией РД целесообразно организовать в современном стиле, взяв за основу модели партнерств, исследовательских консорциумов, которые высокоэффективны и широко распространены в мировом нефтегазовом бизнесе. В рабочей группе по актуализации РД необходимо объединить ресурсы и знания нефтегазовых и сервисных компаний, государственных и независимых экспертов, что позволит учесть все многообразие мнений и инициатив. Целесообразно совместить процесс актуализации РД с разработкой и проведением специализированной образовательной программы развития компетенций мультидисциплинарных команд по комплексным исследованиям скважин и пластов, с привлечением ведущих российских и зарубежных экспертов, где подробно рассмотреть основные концепции и методологические подходы нового РД, лучшую отраслевую практику. В обновленный РД в качестве Приложений целесообразно включить передовые бизнес-кейсы (исследования нетрадиционных коллекторов, ТРИЗ, СВН, карбонатных коллекторов, горизонтальных скважин со сложным заканчиванием на сушу и на море, цифровые технологии, обоснование опорной сети скважин для контроля за разработкой, комплексирование геофизических, гидродинамических и петрофизических и других исследований в зависимости от решаемых задач, анализ рисков и принятие решений в комплексных исследованиях

скважин, и др.). На сегодняшний день более 80% всех инноваций и R&D в геологоразведке и добыче, комплексных исследованиях скважин приходится на 7 стран-лидеров (США, Нидерланды, Великобритания, Франция Канада, Норвегия) при ежегодном финансировании более 30 млрд. долл. При актуализации РД очень полезно критически изучать опыт разработки нефтегазовых месторождений этих стран, непрерывно развивать компетенции в соответствии с современными стандартами.

- 3.3. **В.Н. Федоров (ООО «Башнефть-Петротест»)** высказал свое мнение о структуре и содержании нового РД. Инновационный процесс в отрасли идет непрерывно, технологии меняются каждый день, поэтому нужно ли включать в РД описание самих технологий, может быть целесообразно пойти по пути создания базы знаний в области комплексных исследований, создать каталог передовых технологий. Необходимо ли включать в РД конкретные методики, тем более что в отрасли имеется механизм ЭТС ГКЗ, где обсуждаются передовые технологии и методики? Попадание в базу знаний ГКЗ является основанием для ее использования. Может быть, все разнообразие технологий стоит оформлять также в виде технологических карт, самостоятельных альбомов. Стоит ли ограничиться только матрицей применимости технологий? Не менее важный вопрос – обоснование периодичности исследований. Это краеугольный камень каждого руководящего документа. В РД должны быть предложены механизмы саморегулирования, но эти механизмы должны быть четко изложены. В том числе на основе подходов оценки ценности и стоимости информации (VOI – Value Of Information), методик анализа рисков и принятия решений в комплексных исследованиях скважин, в том числе в рамках мультидисциплинарного подхода. Обновленный РД необходимо также расширить в части газоконденсатных исследований. В рамках методических представлений о применении РД, любой регламентирующий документ должен иметь нормативный срок действия, в новом документе необходимо это предусмотреть. Предлагается следующий механизм дальнейшей работы – необходимо обобщить все предложения и рекомендации и представить на рассмотрение структуру нового РД экспертному сообществу.
- 3.4. **А.И. Ипатов (ООО «Газпромнефть ИТЦ»)**. Поддерживаю инициативы по актуализации РД. Сейчас в каждой компании есть похожие документы. Мы, начиная с 2004 года, сначала в «Сибнефти», сейчас в «Газпром нефти» используем такие методические документы, которые каждые 3 года обновляем. Почему это происходит? Дело с том, что постоянно обновляются технологии, вводятся горизонтальные скважины, и т.д. Например, мы практически отказались от динамических уровней, а проводим непрерывные замеры на скважинах. Аудиторы приходят на предприятия и требуют: «Покажите, где у Вас динамические уровни?», мы говорим, что «используем более продвинутые технологии». Ответ: «Нет, у нас это записано». Сейчас мы подошли к тому, что у нас в Компании есть два документа. Есть регламентирующий стандарт, это достаточно короткий документ, где есть информация по охвату и периодичности. Есть методические указания – это более широкий документ, где детально прописаны все особенности проведения исследований. В новом РД вначале должны быть таблицы по охвату и периодичности, методики должны быть, но их можно скомпилировать в виде таблиц, т.к. они известны и писать методические указания на тысячу страниц, наверное, не имеет смысла, тем более они постоянно устаревают. Еще есть пожелание, чтобы в новом РД были прописаны подходы по оценке экономической целесообразность охвата и периодичности исследований. Например, у нас действует методика VOI, которая фактически «перекрывает кислород» исследователям. В ней строго прописано, что если нет экономического эффекта от исследования, то оно не проводится. Такой подход надо поломать с самого начала.
- 3.5. **М.А. Басыров (ПАО «НК «Роснефть»)** отметил, что сейчас существует много различных мыслей и наработок в компаниях, вплоть до того, что в

ПАО «Роснефть» уже существует собственная версия нового РД. Сейчас в отрасли наблюдается несколько крайностей, но общее мнение – РД нужно обновлять, оно избыточно и устарело. Как его обновлять – есть несколько вариантов. Можно сделать Государственный стандарт, последовательность действий понятна, есть дорожная карта, как это сделать. Есть другой вариант – актуализировать действующий РД. Здесь важно определиться, должен ли документ быть ГОСТом или РД, и там и там есть свои плюсы и минусы. Если рабочая группа по актуализации РД 153-39.0-109-01 будет сформирована, то очень важный вопрос – каков будет состав рабочей группы, т.к. каждый будет «тянуть одеяло на себя». Например, если будет значительное количество представителей сервисных компаний, то мы у каждой компании объем исследований будем увеличивать. Надо сделать выверенный документ, в том числе, с учетом существующих внутренних регламентов нефтегазовых компаний. Говоря о текущей версии РД, то производственники по большому счету смотрят только на Таблицу 8 (о периодичности и частоте проведения исследований), «большие слова», теорию, методики практически никто не читает. В настоящее время методики, технологии постоянно развиваются, поэтому стоит ли размещать их в новом РД? Для этого есть отличный инструмент – Парк технологий ЭТС ГКЗ. В Парке технологий можно размещать методики, передовые технологии, другие материалы и рекомендовать их к использованию в отрасли.

- 3.6. **В.А. Иктисанов (ПАО «Татнефть»)** основываясь на опыте разработки корпоративного стандарта в ПАО «Татнефть» по гидродинамическим и промыслово-геофизическим методам, высказал свои предложения по структуре и содержании будущего РД. Необходимо отметить, что методики постоянно развиваются и их можно минимизировать в актуализированном РД. Технологии следует упомянуть, но тоже особо не детализировать. В обновленный РД должны войти: основы теории измерений; типы и периодичность проведения исследований; рекомендации по оптимальным подбору, продолжительности и периодичности исследований; рекомендации по опорному фонду; примеры интерпретации самих исследований. У нас в компании документ принимался методом итераций. Все положения РД необходимо тщательно проработать, как можно лучше обосновывать, чтобы потом не было разногласий, противоположных мнений, чтобы была возможность взять и посчитать в каждом конкретном случае.
- 3.7. **А.А. Антонов (ПАО «Сургутнефтегаз»)**. Основная задача создать не научный труд, а методические рекомендации, которые определяют правила выполнения исследований для реализации проекта разработки месторождений. С помощью РД или ГОСТ должны быть урегулированы взаимоотношения между недропользователями и теми, кто определяет достаточность исследований, насколько правильно осуществляется контроль за разработкой. РД должен включать рекомендации по определению объемов, видов, периодичности исследований и определяемые с их помощью параметры, при этом он не должен давать жесткие указания. Конкретные программы исследований должны определяться проектной документацией на разработку месторождений, которые будут составляться с учетом рекомендаций РД. Такой подход соответствует действующим Правилам разработки месторождений.
- 3.8. **О.А. Смирнов (ООО «ИНГЕОСЕРВИС»)**. Здесь присутствуют в основном представители крупных компаний, а РД должен быть ориентирован не только на крупные компании, которые разработали свои регламентами, но и на небольшие компании. Давайте не забывать, что они тоже существуют. Как показывает практика, в ряде случаев небольшие компании реально экономят на исследованиях. Часто очень сложно доказать недропользователю, собственику компании, реальную необходимость проведения исследований в объеме, необходимом для соответствия требованиям проектных документов, несмотря на аргументацию, что проекты могут быть не приняты в ГКЗ. В отрасли должен быть обязательный к исполнению всеми РД по комплексным

исследованиям, согласованный с Роснедра, ГКЗ и другими федеральными ведомствами. В него должны войти передовые, зарекомендовавшие себя, методики, лучшие практики и отраслевые бизнес-кейсы, что супер-важно для небольших компаний. Говоря о необходимости единого РД применительно к крупным компаниям, то не всё так радужно, как кажется. Я был свидетелем, того, что на защите проекта в ГКЗ, даже выдавшие виды эксперты были сильно удивлены, когда на вопрос: «Почему Вы сокращаете объемы обязательного комплекса ГИС?», последовал ответ: «Нам сказали экономить, мы и экономим». Коллеги из ГКЗ вынуждены работать с проектами «постфактум», когда скважины пробурены, исследования не проведены в требуемом объеме или проведены с ненадлежащим качеством и на этой основе принимать решения, а затем, каким-то образом, воздействовать на компании. Поэтому РД по комплексным исследованиям скважин необходимо рассматривать как действенный рычаг государства по влиянию на компании.

3.9. **А.В. Давыдов (ФБУ «ГКЗ»)**, подводя итоги Круглого стола, подчеркнул, что актуализация РД необходима не только для эффективного решения государственных задач рационального недропользования, но и для развития «отраслевого интеллекта», корпоративного IQ нефтегазовых компаний. С учетом высказанных на Круглом столе мнений, а также регулярных дискуссий по этим вопросам на ЦКР, в новом РД должны быть определены оптимальные объемы, периодичность и типы исследований, в зависимости от размеров месторождений, стадии разработки, сложности коллекторов и других условий (море, ТРИЗ, горизонтальные скважины, СВН и др.). Новый РД должен быть ёмким, коротким и понятным, обеспечивать преемственность с прежним РД, который мне очень нравится, как по структуре, так и по методическим подходам, включать немного теории, обновленные таблицы, ряд формул, в т.ч. для обоснования объема исследований. Методики и технологии особо расписывать не нужно, для этого есть Парк технологий ГКЗ. Наверное, начать следует с составления проекта Содержания нового РД, с учетом нормативных документов компаний. До конца года можно сделать первый вариант и вынести на широкое обсуждение в отрасли. РД нужно сделать быстро и качественно, с учетом современных реалий и новых задач, достижений современной науки и техники, передовой практики освоения нефтегазовых месторождений.

4. По результатам обсуждения участниками Круглого стола приняты решения:

- 4.1. Отметить актуальность и значимость работ по разработке нового руководящего документа** (методических указаний) для развития системы недропользования, повышения качества проектной документации и эффективности разработки нефтегазовых месторождений.
- 4.2. Поддержать инициативу крупнейших нефтегазовых компаний России – ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть» по обращению в уполномоченный орган исполнительной власти – Федеральное агентство по недропользованию Роснедра для инициации процедуры по внесению необходимых изменений в РД 153-39.0-109-01.**
- 4.3. Сформировать рабочую группу и подготовить «дорожную карту» по актуализации действующего РД**, с учетом высказанных на Круглом столе предложений и замечаний, а также по результатам отраслевого опроса-анкетирования «Современное состояние исследований скважин и пластов в России», проведенного в октябре 2021 г. – феврале 2022 г. Основные требования к организации работ по актуализации РД 153-39.0-109-01:
 - Сжатые сроки и высокое качество работ в соответствии с передовыми научно-техническими достижениями**, лучшими отечественными и зарубежными практиками комплексных исследований скважин и пластов месторождений ТРИЗ,

на поздней стадии, нетрадиционных коллекторов, скважин со сложным заканчиванием (горизонтальные с многостадийным ГРП, многозабойные), в процессе разведочного и эксплуатационного бурения, морских месторождений, современные цифровые технологии и др.

- **Использование современных организационных решений профессионального взаимодействия, партнерства и сотрудничества.** Модель исследовательского консорциума, открытых инноваций, предполагает не только активное участие и объединение усилий экспертов из крупнейших ВИНК, а также и представителей малых, средних и нефтесервисных компаний, специалистов, осуществляющих государственную и независимую экспертизу, ведущих ученых из России и других стран, пользователей РД.
- 4.4. **Разработать и провести специализированную мультидисциплинарную программу развития профессиональных компетенций по комплексным исследованиям скважин и пластов** в соответствии с положениями нового РД, с привлечением ведущих российских и зарубежных экспертов, создать базу передовых знаний и бизнес-кейсов на этой основе.
- 4.5. **Принятие нового РД по комплексным исследованиям скважин и пластов должно способствовать укреплению технологического суверенитета отрасли,** стимулировать интерес к проведению профильных научно-исследовательских работ, разработке и совершенствованию отечественного промыслового и лабораторного оборудования, программных средств, непрерывному развитию профессиональных компетенций специалистов в сфере комплексных исследований, обработки и интерпретации промысловых данных, анализа керна и пластовых флюидов, и, в конечном счете, повышению эффективности отечественного недропользования.

**Заместитель директора – начальник
Управления Департамента разработки
месторождений ПАО «НК «Роснефть»**

М.А. Басыров

Главный геолог ФБУ «ГКЗ»

А.В. Давыдов

**Руководитель Центра проектно-технической
документации и подсчета запасов
ООО «Газпромнефть НТЦ»**

В.А. Лушпев

**Ректор
Московского института нефтегазового бизнеса**

Р.Р. Шагиев

Секретарь

А.А. Старобинская

Проблемы промыслового-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики»

А.И. Ипатов*, М.И. Кременецкий

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

E-mail: *8520aii@gmail.com

Аннотация. Последние годы в отечественной нефтегазодобыче были отмечены не только трендами на тотальную цифровизацию производственных процессов, внедрением высокотехнологичного оборудования и активным выходом добывающих компаний на разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородного сырья, но также и одним общим трендом, связанным с кардинальным изменением в инвестиционной политике компаний-операторов. Большинством разработчиков отечественных активов нефти и газа в качестве основных были поставлены требования по интенсификации отдачи от финансовых инвестиций в проекты разработки и добычи углеводородного сырья. Именно этот фактор послужил для авторов поводом говорить о начале эпохи «новой экономической политики» в нефтегазовой отрасли, что не могло не сказаться на качестве операционных процессов и на степени выработки начально извлекаемых запасов углеводородов.

Рассмотрено несколько типовых крупных нефтяных месторождений, где снижение инвестиций в диагностику в среднесрочной перспективе предопределило значительные промахи в эффективности разработки залежей и неминуемые потери в остаточных объемах извлекаемых запасов углеводородного сырья.

Ключевые слова: промыслового-геофизический контроль разработки месторождений, промыслового-геофизические и гидродинамические исследования скважин, коэффициент извлечения нефти, начально-извлекаемые и остаточно-извлекаемые запасы углеводородов, поддержание пластового давления, гидродинамические модели резервуаров, одновременно-раздельная эксплуатация пластов, гидроразрыв пласта.

Для цитирования: Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Проблемы промыслового-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 87–99. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6>

Введение

Вопросы эффективности нефтегазодобычи нельзя сводить к достижениям на первой стадии разработки актива, т.е. на стадии разбуривания месторождения, основные проблемы, связанные с ошибками, допущенными в обосновании и реализации проектов разработки, начинаются обычно на более поздних стадиях.

Успешность на стадии разбуривания в значительной степени зависит от достоверности и детальности проработки геологической модели залежи, преимущественно методами полевой (сейсмика, электроразведка) и промысловой геофизики (геофизические исследования скважин (ГИС) в открытом стволе), петрофизическими керновыми и физико-химическими (PVT) исследованиями.

Аналогично и эффективность разработки пластов во многом определяется результатами инструментальных исследований в эксплуатационном и контролльном фондах скважин: промысловогеофизическими (ПГИ) и гидродинамическими (ГДИС) исследованиями, а также межскважинной диагностикой (микросейсмика, вертикальное сейсмическое прослушивание (ВСП), гидропрослушивание, индикаторные исследования фильтрационных потоков и др.), которые в симбиозе с построением корректно настроенной гидродинамической модели (ГДМ) резервуара должны в течение всего периода жизни месторождения давать ответы на вопросы:

- организации систем разбуривания и заканчивания скважин,
- системы поддержания пластового давления (ППД),
- оптимальных режимов эксплуатации скважин,
- эффективных мероприятий по интенсификации добычи,
- борьбы с обводнением пластов,
- устранения межпластовых перетоков (непроизводительной закачки) и др.

Без инструментального контроля разработки и мониторинга добычи все операционные геолого-технологические мероприятия (ГТМ) на месторождении будут малоэффективны, и чем сложнее объект разработки, тем меньше станет в итоге степень эффективности его разработки без применения промысловой и геофизической инструментальной диагностики (какой бы формальный уровень «математической цифровизации» при этом ни достигался). Очевидно, что ничего не измеряя, невозможно все заранее узнать о сложном

многофункциональном объекте или организме.

Авторы в глобальном плане выделяют три уровня сопровождения месторождений углеводородного сырья (УВС) методами и средствами скважинной диагностики, традиционно называемыми «методами и технологиями промысловогеофизического контроля (ПГК)»:

1. «Диагностический» уровень – полноценное комплексное сопровождение методами промысловой диагностики согласно требованиям нормативно-методических и руководящих документов РФ, ГДИС, ПГИ, ГИС, РВТ, межскважинными исследованиями объектов разведочного и эксплуатационного бурения, особенно детальное на стадии опытно-промышленной эксплуатации залежей, а также при разработке активов на всех четырех стадиях, включая даже этап ликвидации скважин. Подчеркнем, что в современных условиях наблюдается переход от проведения разовых промысловогеофизических и гидродинамических исследований скважин к долговременному перманентному (on-line) мониторингу стационарными дистанционными скважинными измерительными системами, так называемого «каротажа в процессе разработки» [1].

2. «Реанимационный» уровень – использование известных методов и технологий ПГИ–ГДИС исключительно для восстановления продуктивности вышедших из эксплуатации скважин или с целью «реновации» разработки отдельных пластов и залежей, на которых выработка начально-извлекаемых запасов (НИЗ) по факту еще далека от проектных показателей.

3. «Паталогоанатомический» уровень – применение преимущественно архивных данных исследований ПГК (реже – программ специальных исследований для досрочно выбывших из разработки пластов и месторождений) с целью анализа причин безвозвратных потерь НИЗ УВС. После прохождения месторождением «точки невозврата», потенциально не вырабатываемые запасы УВС могут достигать от 10 до 80% от НИЗ – в зависимости от «жесткости» требований принятой в конкретной компании-операторе «новой экономической политики (НЭП)». Под термином «НЭП» подразумеваются условия, когда промыслово-геологическая служба актива ориентирована не на выполнение проектных показателей разработки (коэффициентов извлечения нефти и газа – КИН и КИГ) или хотя бы проектных годовых планов добычи УВС, а исключительно инвестиционных финансовых показателей KPI¹ – например, в соответствии с распространяемой в последнее время в нефтегазодобывающих компаниях методологией оценки ценности информации «Value of Information (VOI)». VOI – совершенно надуманная и полностью дискредитировавшая себя методология в определении инвестиционной целесообразности применительно к мало затратным системным исследованиям ПГИ, ГДИС и др. Этот методологический принцип находится в антагонистическом противоречии с обязательствами самих нефтегазодобывающих компаний выполнять лицензионные требования по сопровождению переданных им в операционную разработку месторождений

полноценными скважинными диагностическими исследованиями с узаконенным охватом и периодичностью. Последние определены действующими нормативными документами Роснедр [2–3].

Имея многолетний экспертный и производственный опыт в области анализа скважинных исследований ПГИ–ГДИС–ГИС по многим нефтегазодобывающим компаниям, авторы систематизировали ряд основных причин, приводящих к негативной разработке и выработке месторождений, к потере нефтегазодобывающими компаниями значительной части своих НИЗ. По ряду крупных месторождений углеводородов такие «скрытые от глаз» безвозвратные потери объективно уже достигли десятков миллионов тонн в эквиваленте жидкых УВ. В действующих по этим активам проектных документах без должного анализа материалов ПГК достаточно сложно обнаружить масштабные потери, так как они обычно «спрятаны» за цифрами будущего, якобы планируемого, масштабного добуривания пластов и еще под маркой будущей эффективной разработки объектов в последующие сто и более лет...

Любой мало-мальски компетентный в нефтегазовой инженерии эксперт, тем не менее, отдает себе отчет, что без каких-либо будущих «фантастических» технологий нефтедобычи или без тотального, разорительного для нефтяных компаний, даже в условиях действующих льгот, применения методов увеличения нефеотдачи (МУН) эти УВ извлечь уже совершенно невозможно, в результате последовавших и накапливаемых затем поколениями главных геологов системных ошибок при разработке залежей в отрыве от результатов исследований и анализов ПГК, хотя на стадии начала разработки рассматриваемых месторождений показатели по добыче и выработке НИЗ были более чем реальными.

¹ Термин KPI («Key Performance Indicator») обозначает «ключевой показатель деятельности», который призван фиксировать то, насколько в краткосрочной перспективе эффективно достигаются цели финансовой инвестиции в проект.

Ниже авторы предлагают кратко, с учетом статистики ПГК, разобрать ряд «типовых» примеров нефтяных месторождений, где безвозвратные потери по НИЗ особенно очевидны.

**Причины, вызывающие
безвозвратные потери
начально-извлекаемых запасов
по статистике промыслово-
геофизического контроля**

Пример «I»

Краткая характеристика месторождения: за 40 лет имеет место 85%-ный отбор от НИЗ, равных 115 млн т нефти, всего пробурено около 2 тыс. скважин, проектный КИН = 0,36; накопленная компенсация – 110%, обводненность – более 98%, толщины коллектора резко неоднородны по фильтрационно-емкостным свойствам, поровое пространство толщин по результатам ртутной порометрии также характеризуется большим разбросом в распределении размеров пор.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто более 10% от НИЗ, т.е. половина от текущих остатков НИЗ и остаточно-извлекаемых запасов (ОИЗ).

Причины:

1) применение экономически не рентабельных методов увеличения нефтеотдачи (объемных прокачек по технологии Alkaline/Surfactant/Polymer (ASP) – щелочь, ПАВ, полимер);

2) бурение новых – горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) – не эффективно. На рассматриваемом активе эти ГТМ уже неоднократно применялись на основе

рекомендаций расчетов 3D ГДМ. ГС и БГС обычно вводятся с обводненностью продукцией >85%);

3) остаточные запасы нефти, по мнению авторов, в силу специфики неоднородности коллектора (рис. 1) и применявшейся на этапе ввода системы ППД крайне «агрессивной», на предельных уровнях репрессии, закачки в итоге практически не локализованы в целиках, а «дисперсно распылены» в самом поровом пространстве нефтеносных толщин, что очень типично для многих валанжинских отложений Западной Сибири. Единственный действенный метод по доразработке ОИЗ – длительная непрерывная промывка пластов с применением мощного насосного оборудования на предельно возможной депрессии, однако, и у этого подхода есть «порог рентабельности», после чего упомянутая выше методика оценки целесообразности инвестиций (VOI) просто сама по себе «отменяет» дальнейшее применение указанного, фактически безальтернативного, технологического способа добычи ОИЗ.

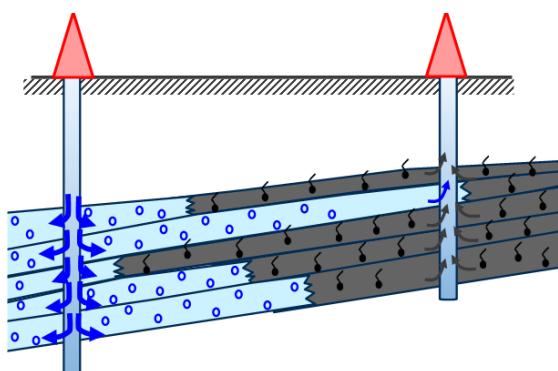


Рис. 1. Неравномерное обводнение неоднородного коллектора нагнетательными скважинами (по толщинам и по структуре порового пространства) – за счет «экстра интенсивного» начального заводнения толщин при вводе скважин в ППД

По действующему проекту предполагается повышать текущий КИН за счет увеличения коэффициента охвата $K_{\text{охв}}$ (до 0,81), хотя на самом деле исследованиями не подтверждено достижение даже проектного коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ (0,44) – прямых скважинных исследований с целью оценки текущей (и тем более остаточной) нефтегазонасыщенности $K_{\text{n-тек(ост)}}$ на объекте не проводилось, а цифровая гидродинамическая модель объекта в итоге оказалась абсолютно недостоверной, выполняемые по ней ГТМ не подтверждают расчетных эффектов, так как ГДМ никогда не была элементарно адаптирована или хотя бы подвергнута экспертизе по имеющимся в распоряжении промысла результатам исследований инструментального контроля (методов ПГИ–ГДИС).

В результате, безвозвратные потери из-за неэффективной выработки пластов нефти усугубляются для оператора актива еще и серьезными потерями вследствие неэффективного бурения.

Пример «II»

Краткая характеристика месторождения: за 40 лет выработка нефти от НИЗ по факту составила примерно 46%, основной объект с 80%-ной накопленной добычей (пробурено порядка 2 тыс. скважин) характеризуется степенью отбора от НИЗ в 53%, текущий КИН = 0,2 при проектном КИН = 0,38), накопленная компенсация – 126%, средняя обводненность продукции – 84%. В последние годы проводилось активное добуривание горизонтальных скважин, однако, средние дебиты нефти в новых ГС реально были в 2,5 раза ниже расчетных.

Независимые от авторов эксперты по разработке оценивают прогнозный КИН (по 4-м разным методикам в среднем) на уровне 0,28, т.е. признают объемы безвозвратных потерь НИЗ – 35 млн т нефти.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: по результатам анализа ПГК предположительно не будет добыто более 45 млн т нефти от начально-извлекаемых запасов – первоначальная оценка НИЗ составляла 145 млн т.

Причины:

1) неэффективно сформированная система ППД, в дальнейшем еще и значительно осложненная вследствие постоянного необоснованного роста удельных объемов закачки, с большой долей непроизводительной закачки посредством заколонной циркуляции (ЗКЦ) в соседние горизонты (рис. 2);

2) соответственно, изложенное в п. 1 стало основной причиной последующего малоэффективного вытеснения нефти из разрабатываемого пласта (механизмы здесь аналогичны тем, что описаны выше в примере месторождения «I», но фактор гидродинамической связи с соседними пластами путем заколонной циркуляции и по протяженным трещинам «автогидроразрыва» пласта («автоГРП»²) – определяющий).

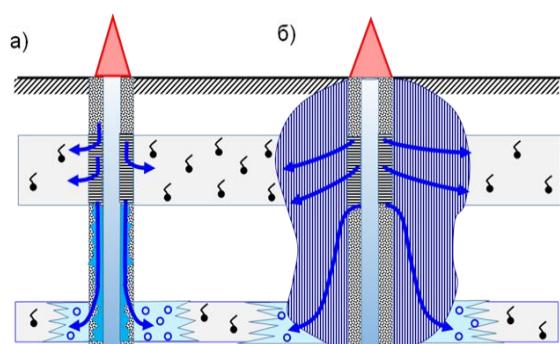


Рис. 2. Обводнение коллектора вследствие перетока: а – по негерметичному заколонному пространству ЗКЦ; б – по трещине «автогидроразрыва» пласта

² Под «авто-ГРП» подразумевается незапланированное увеличение проницаемости прискважинной зоны ввиду раскрытия существующих трещин или образования новых при больших объемах закачиваемых флюидов в скважину.

Пример «III»

Краткая характеристика месторождения: за 35 лет отбор от НИЗ составил менее 50%, вся накопленная добыча – на уровне 40 млн т нефти, на объект было пробурено почти 1,8 тыс. скважин, проектный КИН = 0,33; накопленная компенсация – 130%, обводненность – более 96,5%.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто запланированных 25 млн т нефти от НИЗ.

Причины:

1) агрессивная закачка при ППД в основной объект – в результате образование трещин «автоГРП», ЗКЦ и мощная гидродинамическая связь с соседними пластами, не учитываемая в ГДМ;

2) проблема не только в непроизводительной закачке, когда 50% воды уходит мимо объекта, но и в образовании в соседних пластах искусственно создаваемого аномально высокого пластового давления, что приводит к прорыву воды (заколонная циркуляция) через трещиноватое пространство цементного камня уже в добывающем фонде скважин, а также, что самое неприятное, – к «шунтированию» притоков нефти из основного объекта разработки из-за поступающей в призабойную зону извне воды (рис. 3);

3) к сожалению, оператор актива в итоге так и не решился на фоне падающей добычи месторождения на резкое снижение репрессии, чтобы «схлопнуть» трещины «автоГРП» и тем самым, снизив непроизводительную закачку вовне разрабатываемого объекта, коренным образом повлиять на рост «коэффициента полезного действия» от ППД для самого пласта-коллектора.

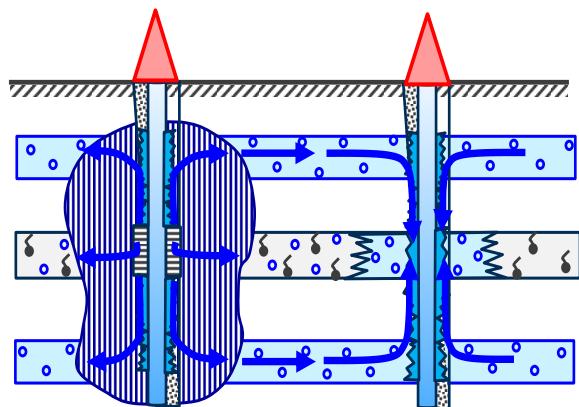


Рис. 3. Взаимовлияние пластов, гидродинамически связанных по негерметичному заколонному пространству, по высоте и простиранию трещин «автоГРП»

Пример «IV»

Краткая характеристика месторождения: в настоящее время в эксплуатации находятся только два объекта (из 55), по основной залежи за 10 лет отбор от НИЗ составил 3%, текущий КИН = 0,01, остаточная часть от НИЗ оценивается на уровне 250 млн т, накопленная компенсация – 15%, обводненность – более 50%.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто запланированных от трети до половины ОИЗ.

Причины:

1) недостаточная первоначальная изученность объекта разработки, в частности, непростительный пропуск в разрезе высокопроводящих трещиноватых прослоев;

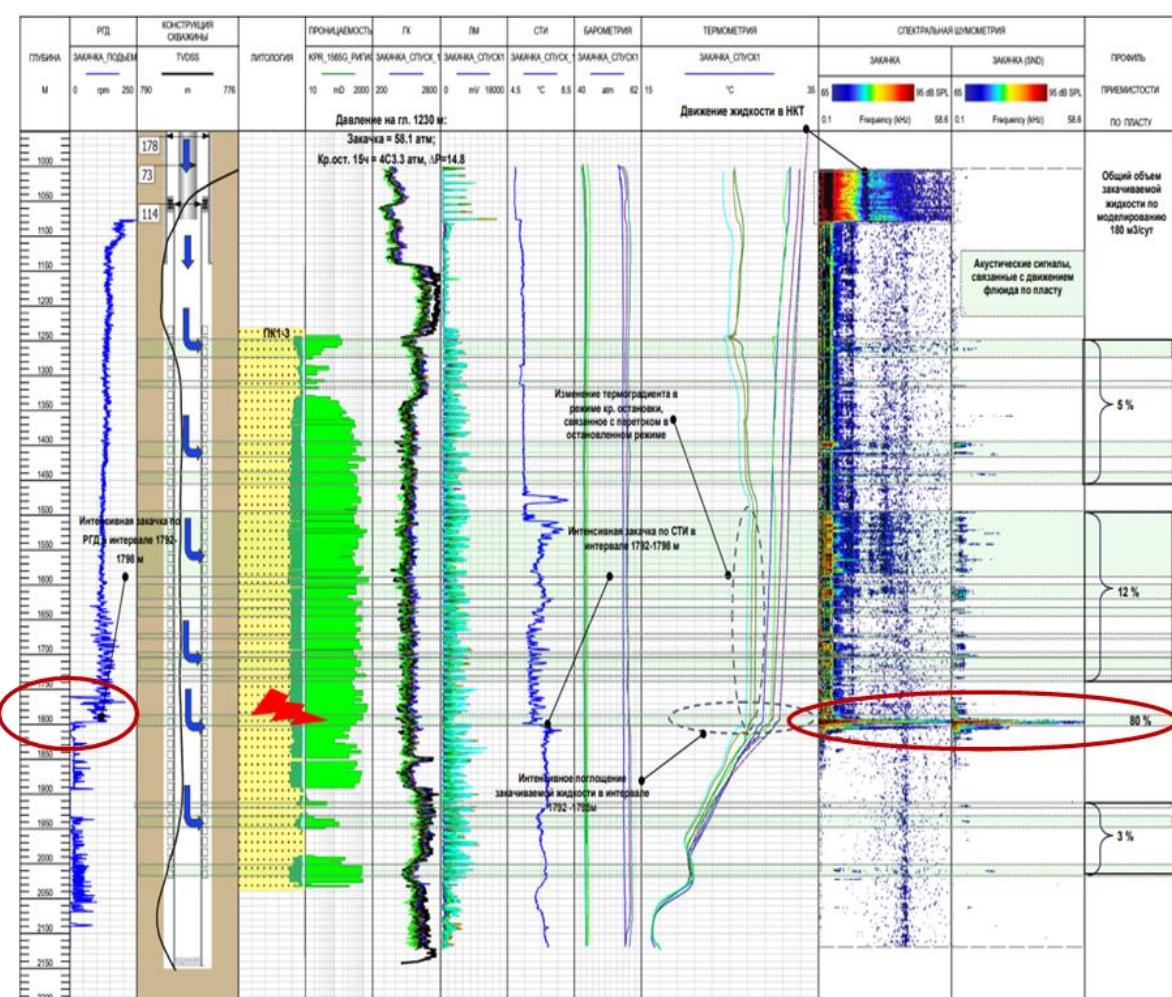
2) неправильный учет рисков при бурении сверхпротяженных стволов ГС. Более оптимальным решением, учитывая изложенное в п. 1, было бы бурение укороченных горизонтальных стволов и изначальное оборудование ГС хвостовиками заканчивания на основе устройств контроля притока «ICD», позволяющих оперативно перекрывать интервалы прорывов воды;

3) значительное отставание во вводе системы ППД, вместо нее максимально долго велось бурение дополнительных скважин – фактически «сгущение сетки»;

4) применение МУН (для борьбы с высокопроводящими трещиноватыми прослоями), что не только не рентабельно, но и, как показал опытно-промышленный эксперимент, не эффективно – существенных изменений профилей притока по ПГИ не зафиксировано.

Пример проблемного влияния высокопроводящих прослоев приведен на рис. 4, где проиллюстрировано, как трансформируется

профиль приемистости, когда в разрезе нагнетательной ГС имеется пластопересече-ние с трещиноватым участком, которое однозначно идентифицируется по результа-там расширенного комплекса методов ПГИ. По показаниям механической и термокон-дуктивной расходометрии, термометрии и спектральной шумометрии, более 80% поглощения воды в пласт зафиксировано в 2-метровом интервале на отметке 1800 м, причем на фоне распределения проницаемо-сти $K_{\text{пр}}$ по ГИС вероятный интервал поглощения изначально не выделялся ввиду своей относительно малой мощности.



Панели планшета (слева направо): колонка глубин, запись механического расходомера (РГД), колонки конструкции, литологии, средние показания абсолютной проницаемости по ГИС, записи гамма каротажа (ГК), локатора муфт (ЛМ), термокондуктивного расходомера (СТИ), барометрии и термометрии на разных режимах работы скважины, спектральной шумометрии (до и после шумоподавления и фильтрации сигналов), итоговый расчетный профиль приемистости

Рис. 4. Пример с определением по ПГИ профиля приемистости воды в добывающей горизонтальной скважине на месторождении «IV»

Пример «V»

Краткая характеристика месторождения: за 35 лет отбор от НИЗ составил только 19% (текущий КИН = 0,06), проектный КИН = 0,36; обводненность – более 92%; остаточные извлекаемые запасы должны составлять не менее 28 млн т нефти.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто более 22 млн т нефти от НИЗ.

Причины:

1) длительная отработка основной залежи с уровнями пластового давления, много ниже давления насыщения (рис. 5);

2) разработчики длительно использовали фонтанные отборы на истощении залежи и опоздали с организацией ППД;

3) большое количество разгазированной фазы УВС просто сожгли на факелях, в результате чего проектный КИН оказался в принципе недостижим (рис. 6).

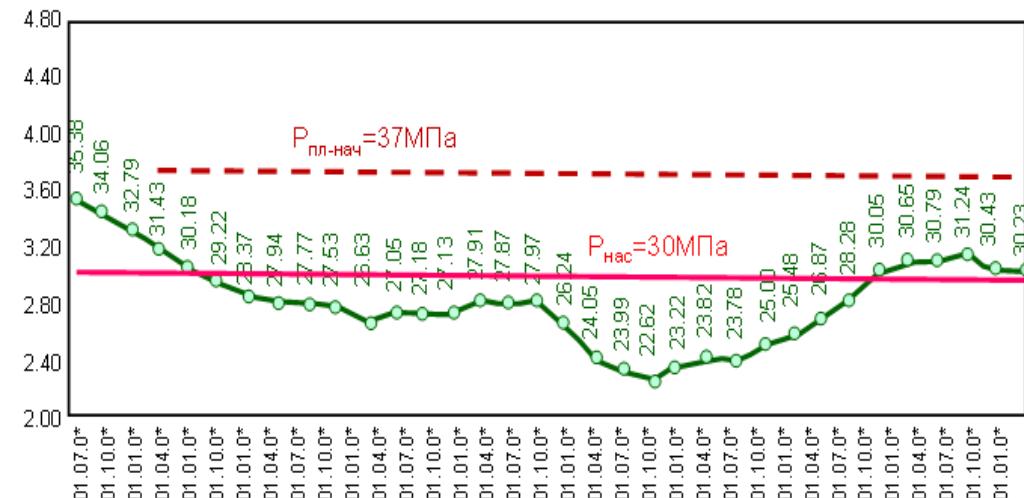


Рис. 5. Характер изменения пластового давления рассматриваемого объекта месторождения «V» в период его эксплуатации в режиме «растворенного газа»

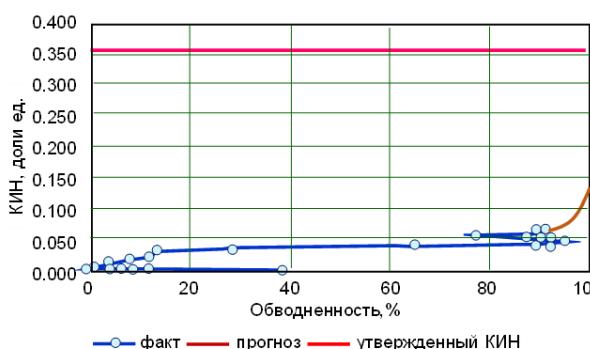


Рис. 6. Выработка запасов нефти на рассматриваемом объекте месторождения «V»

Пример «VI»

Краткая характеристика: месторождение многопластовое – в разработке на

сегодня 28 пластов, 96% от НИЗ, за 20 лет отбор от НИЗ составил 26%, не выработано порядка 41,5 млн т нефти, проектный КИН = 0,3, текущий КИН = 0,08; часть пластов эксплуатируется «совместно-раздельно» – по технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). В целом по месторождению наблюдается отставание ввода системы ППД, но есть и отдельные перекомпенсированные объекты.

Резюме авторов после проведения анализа материалов ПГК: предположительно не будет добыто 20–25 млн т нефти от НИЗ.

Проблемы:

1) допускалось разгазирование нефти в пласте, при давлении насыщения в 31,7 МПа среднее пластовое давление падало до 31,3 МПа;

2) часть пластов с резко различающимися фильтрационно-емкостными свойствами неправомерно объединялись в общую систему ОРЭ;

3) перекомпенсация отдельных пластов привела к массовым ЗКЦ;

4) имели место случаи неравномерного вытеснения УВС при ППД, преимущественно «языковое» внедрение вод по толщинам.

Таким образом, в данном примере месторождения можно увидеть практически все те причины, которые авторы рассмотрели выше на примерах месторождений I–V (рис. 7).

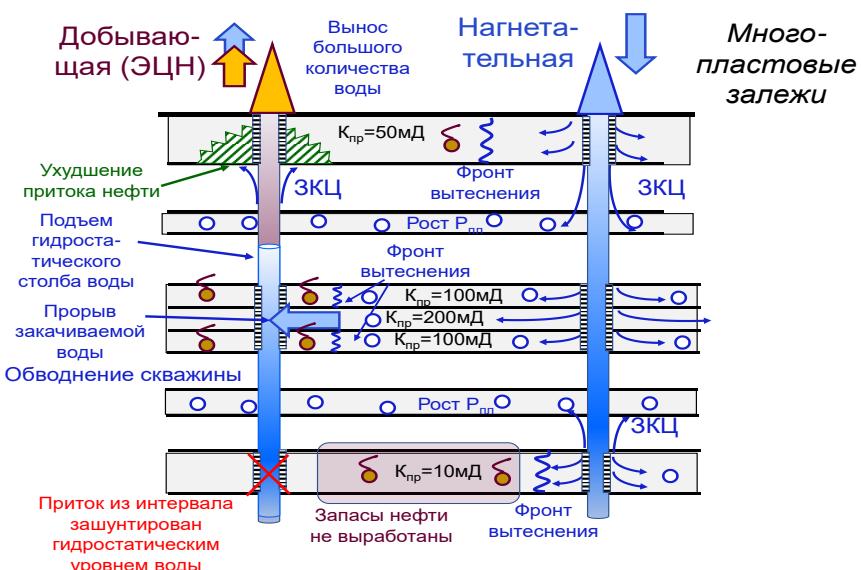


Рис. 7. Типовые проблемы, возникающие при разработке нескольких нефтяных пластов единой сеткой скважин без использования должного технологического обеспечения

Технологический инструментарий промыслового-геофизического контроля, используемый для обоснования заключений «патологоанатомического вскрытия» месторождений углеводородов

Далее рассмотрим вопросы, какими методами, технологиями анализа и методиками пользовались авторы, чтобы сформировать свои прогнозные заключения об уровнях потерянных объемов начально-извлекаемых запасов УВС для приведенных выше примеров, и то, что эти остаточно-извлекаемые запасы «безвозвратно потеряны» для

страны при современном уровне технологического развития нефтегазодобычи в РФ при условиях реально действующих в отрасли налоговых законов и экономической политики государства.

В табл. 1 обозначен общий концепт, применяющийся при выполнении комплексных экспресс-анализов результатов использования средств инструментального и виртуального промыслового-геофизического контроля. Более обстоятельно данные вопросы рассмотрены авторами в их трудах [4–6].

Таблица 1

Матрица данных, технологий и задач, составляющих целевую суть промыслового-геофизического контроля

Результаты исследований	Решаемые задачи ПГК	Динамический анализ: история разработки + ПГИ-ГДИС = состояние выработки + гидродинамическая связь пластов	Адаптация 2-3D ГДМ для обоснования целевых ГТМ
ГИС-керн и ЯМК в пилотах ГС; ИНК-С/О; ДЭК; ИПК(MDT) – по отбору пластовых проб	Оценки текущей и остаточной нефтегазонасыщенности толщин пласта	Независимые от ГДМ оценки состояния выработки залежей, поиск целиков и толщин с ОИЗ	Настройка и обязательная экспертиза ГДМ
ГДИС(RTA); Decline Analyze (RTA); ИПТ и ИПК (по задачам ГДИС и PVT)	Фильтрационные и энергетические параметры ближней и дальней зоны пласта	Динамический анализ по энергетике объекта ($P_{пл}$), построение 2-3D распределений (кубов) $K_{пр}$ с учетом скрин-фактора	Обязательное использование для настройки и адаптации цифровых 2-3D ГДМ, что позволяет применять их в качестве ПДГТМ и для обоснования и расчетов эффективности ГТМ в отдельных скважинах
ПГИ(PLT) комплексы (вкл. спектральную шумометрию, методы оценки технического состояния стволов и пр.)	Профили и состав притока (приемистости), перетоки, тех. состояние ствола, трещины ГРП и др.	Оценка характера выработки (заводнения) пластов, обоснование оптимальных режимов эксплуатации, контроль технического состояния скважин	
СИИС точечные и распределенные (в ГС)	То же в режиме «on-line»	Мониторинг выработки интервалов и пластов во времени эксплуатации (настройка ПДГТМ)	
Многоцелевые межскважинные исследования	Высокопроводящие каналы, барьеры	Уточнение каналов тока, влияния трещин и пр.	Уточнение ГМ, дополнительная настройка ГДМ
Нестандартные активные технологии ПГК	Все перечисленные выше задачи	Дополненный динамический анализ	Экспертиза ГДМ, оценки эффективности ГТМ
<p><i>Сокращения:</i></p> <p>ЯМК – ядерно-магнитный каротаж, ДЭК – дивергентный электрокаротаж в колонне, ИНК-С/О – импульсный нейтронный каротаж с модификацией углеродно-кислородного каротажа, ИПК и ИПТ – испытатели пластов на кабеле и трубах, СИИС – перманентные дистанционные стационарные информационно-измерительные системы, ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения, ГМ – цифровая геологическая модель резервуара</p>			

Отдельно следует рассмотреть особенности использования методов и технологий ПГК применительно к системам горизонтального заканчивания

месторождений, так как в последние годы данные подходы в бурении, в организации ППД и в заканчивании скважин в России превалируют.

Особенности решения задач промыслового геофизического контроля разработки в условиях горизонтального заканчивания скважин

Основные решаемые задачи ПГК в условиях ГС, включая направление дистанционного перманентного распределенного мониторинга на основе СИИС:

1. Уточнение гидродинамических моделей резервуаров. Как правило, пласти при заканчивании ГС, ГС с многостадийным ГРП и многоствольные скважины (МСС) вырабатываются достаточно неравномерно, причем, практика показывает, что характер изменений профилей притока часто непредсказуемо динамичен, что объективно должно учитываться в цифровых фильтрационных моделях ГДМ.

2. Выявление допущенных ошибок бурения и заканчивания. Нередки случаи, когда исследования ПГИ с ГДИС в ГС и МСС оперативно объясняют причины снижения проектной продуктивности: ошибки, заложенные в ГМ; неудачная траектория пробуренного ствола; некачественное проведение ГРП в отдельных стадиях; технологические нарушения (к примеру, из-за негерметичности пакеров) в компоновках заканчивания ГС; влияние на характеристики «горизонтального лифта» высыпков проппанта, скоплений шлама, «сифонов» с водой в стволе и т.п. – все это дает возможность, как минимум, избегать проблем при строительстве новых скважин.

3. Определение интервалов и интенсивности узконаправленных прорывов воды/газа (например, из-за влияния первоначально «пропущенных» в разрезе пласта высокопроводящих трещиноватых прослоев), которые можно физически изолировать, закрыв нужный порт или поставив в трубе «пластирь», или отрегулировать в соседней нагнетательной

скважине уровень закачки, т.е. оптимизировать распределение по профилю приемистости таким образом, чтобы снизить влияние от «кинжалного» прорыва воды.

4. Дополнительное обоснование предпочтительного режима эксплуатации в случае проведения замеров при работе скважин на разных режимах, т.е. при разных дебитах или расходах закачки, с точки зрения достижения «равномерности» профилей притока/приемистости, а значит, и для обеспечения оптимальной выработки запасов в пласте по площади дренирования ГС.

Помимо решения перечисленных выше «традиционных» задач комплексы ПГК (ПГИ+ГДИС) эффективно применяются в ГС для аудита и оценки достоверности систем удаленного динамического мониторинга (например, маркерных), для проверки дизайнов и геомеханических расчетов трещин многостадийных ГРП, для оценки степени эффективности проведенных ГТМ, включая высокотехнологичные.

Заключение

1. В настоящее время «новая экономическая политика» с методологией VOI, активно продвигаемая бизнесом в качестве краткосрочного показателя эффективности финансовых инвестиций в отрасли, своими подходами по организации промыслового, гидродинамического, межскважинного и геофизического контроля разработки месторождений нефти и газа лишает производственников возможности обеспечивать необходимые охват и периодичность диагностических исследований, вести системный площадной и динамический анализ этих данных, проводить адаптацию гидродинамических моделей и тем самым обосновывать оптимальные управляющие решения по объекту разработки/залежи/месторождению в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

2. В итоге ситуация с «безвозвратными потерями» УВС – недостижением проектных КИН/КИГ и уровней выработки начально-извлекаемых запасов – только усугубляется.

3. Методология VOI при предварительной оценке отдачи от инвестиций в разовые ГТМ для методов ПГИ и ГДИС перечеркивает потенциал промыслового-геофизического инструментального контроля как метода системного анализа и оптимизации разработки залежей УВС. Данный подход должен использоваться только для ранжирования скважин-кандидатов на ремонтно-восстановительные работы, т.е. при отборе первоочередных объектов и исключении скважин, заведомо неэффективных для проведения исследований и самих ГТМ.

4. Инструментальный промыслового-геофизический контроль в настоящее время, к сожалению авторов, активно замещается непрофессиональными цифровыми решениями, что в итоге дискредитирует его значимость, извращает суть и приводит к недостоверным выводам.

Рекомендации авторов:

1. Необходимо вернуть инструментальным промысловым, гидродинамическим и геофизическим исследованиям ПГК статус «диагностических», обязательных для сопровождения разработки месторождений нефти и газа – через более «жесткий» контроль обновленных регламентных требований со стороны государственных органов Российской Федерации.

2. Требуется разработать и принять взамен VOI, как составляющей части всей НЭП, альтернативную экономическую методологию оценки эффективности скважинных исследований, включая ПГК, – на основе принципов системного анализа и применения информации по контролю разработки и мониторингу добычи для оптимизации разработки всего месторождения, что в итоге поможет снижению объемов безвозвратных потерь НИЗ в процессе разработки новых месторождений УВС.

Литература

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 795 с.
2. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Минэнерго РФ, 2001. 271 с.
3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго РФ, 2002. 75 с.
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 780 с.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслового-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Том 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 780 с.

Problems of field development control in the context of the “new economic policy”

A.I. Ipatov*, M.I. Kremenetsky

National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

E-mail: *8520aii@gmail.com

Abstract. Recent years in the domestic oil and gas production have been marked not only by trends towards the total digitalization of production processes, the introduction of high-tech equipment and the active entry of oil production companies into the development of fields with hard-to-recover hydrocarbon reserves, but also general trend associated with a radical change in the investment policy of operating companies. At the forefront of the majority of developers of domestic oil and gas, assets were the requirements for intensifying the return on financial investments in projects for the development and production of hydrocarbon resources. This factor was the reason for the authors to talk about the beginning of the era of the “new economic policy” in the oil and gas industry, which, unfortunately, cannot but affect the quality of operational processes and the degree of development of initially recoverable hydrocarbons.

The authors examine several typical large oil fields, where a decrease in investment in diagnostics in the medium term preordained significant failures in the efficiency of the development of deposits and the inevitable losses in the residual volumes of recoverable hydrocarbon reserves.

Keywords: field development surveillance, production logging and well testing, oil recovery factor, initial recoverable and remaining recoverable reserves, reservoir pressure maintenance, reservoir simulation models, dual string production, hydraulic fracturing.

Citation: Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Problems of field development control in the context of the “new economic policy” // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 87–99. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6> (In Russ.).

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Stationary hydrodynamic and geophysical monitoring of oil and gas field development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2018. 796 p. (In Russ.).
2. RD 153-39.0-072-01. Technical instructions for conducting geophysical research and work with wireline equipment in oil and gas wells. Moscow: Ministry of Energy, 2001. 271 p. (In Russ.).
3. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy, 2002. 75 p. (In Russ.).
4. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. Moscow; Izhevsk: R&C Dynamics, 2005. 780 p. (In Russ.).
5. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2012, 894 p. (In Russ.).
6. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 780 p. (In Russ.).

Определение оптимального количества исследований скважин и пластов для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону

В.А. Иктисанов

ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бугульма, Россия
E-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Аннотация. Проведение гидродинамических исследований, необходимых для решения целого ряда задач по управлению процессом разработки месторождения, всегда вызывает неприятие у топ-менеджеров компаний. Причина этому – потери нефти во время вынужденных остановок скважин и финансовые затраты на проведение исследований и их интерпретацию. Предложен, апробирован и экономически обоснован метод определения оптимального охвата скважин исследованиями, путем задания вероятностных оценок потерь успешности при осуществлении различных мероприятий по воздействию на пласт и призабойную зону и расчете затрат на снятие кривой восстановления уровня с учетом недобытой нефти.

Дополнительно предложен метод определения охвата исследованиями при помощи задания допустимой погрешности или стандартного отклонения.

Показано, что изменение безразмерного стандартного отклонения от охвата исследованиями для различных объемных выборок давления, дебитов, приемистостей, обводненности имеет одинаковый вид и близко к распределению Парето.

Выполненные расчеты с использованием обоих методов дают примерную сходимость результатов, но в целом необходимо проведение индивидуальных расчетов для каждого месторождения.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, стандартное отклонение, охват скважин исследованиями, экономические расчеты, функции успешности, распределение Парето.

Для цитирования: Иктисанов В.А. Определение оптимального количества исследований скважин и пластов для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 100–111.
<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7>

Введение

В каждой нефтяной компании с определенной периодичностью поднимаются вопросы качества вскрытия пластов, предельно допустимых забойных давлений добывающих скважин, эффективности различных мероприятий по воздействию на пласт и призабойную

зону, целесообразности проведения гидродинамических исследований (ГДИ) скважин и пластов и др.

Остановка скважины приводит к потерям нефти, снижает добычу и прибыль компании, но в это время решаются следующие задачи [1]:

– контроль различных процессов разработки месторождений (энергетическое состояние, выработанность пластов, изменение продуктивности и фильтрационных параметров, наличие гидродинамической связи между скважинами и пластами и др.);

– оценка эффективности различных воздействий на пласт и призабойную зону (повышение нефтеотдачи пластов, интенсификация работы скважин, ограничение водопритока, вскрытие пласта) [2];

– получение исходной информации для гидродинамических моделей и пр.;

– определение предельно-допустимых забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин [3] и др.

Гидродинамические исследования поднялись на принципиально новый уровень благодаря применению манометров, постоянно расположенных на забое скважин и развитию информационных технологий. Однако зачастую вместо применения методов, позволяющих непрерывно получать полную и достоверную информацию о пласте и скважине, наблюдается сокращение периодичности традиционных исследований и введение опорного фонда скважин. Данные решения, сводящиеся к сокращению потерь в добыче нефти и затрат на исследования, полностью отражают экстенсивный менталитет современного менеджмента.

Доводы о необходимости и важности получения достоверной исходной информации по гидродинамическим методам контроля за разработкой месторождений редко бывают услышаны руководством компаний, поэтому основной целью данной работы является решение вопроса оптимального охвата скважин исследованиями с учетом экономической составляющей. Рассмотрены также вопросы периодичности исследований и влияния

числа скважин залежи на долю опорного фонда.

Постановка задачи

Для решения основной задачи применен подход, описанный в работах [4, 5], суть его в простом наблюдении – недостаточное количество исследований приводит к недостоверной информации, которая, в свою очередь, ведет к ошибочным решениям при осуществлении мероприятий по управлению процессом разработки месторождения. При отсутствии исследований и, следовательно, затрат на них, проводится огромное количество неэффективных мероприятий по увеличению нефтеотдачи (МУН), гидроразрыва пласта (ГРП), обработка призабойной зоны (ОПЗ), и наоборот. Удачным решением этой задачи можно считать сохранение прибыли при минимизации затрат на исследования скважин.

Тезис о потере эффективности геологотехнических мероприятий (ГТМ) при уменьшении количества исследований подтверждает анализ эффективности проведения ГРП для рассматриваемого объекта разработки. Изменение скин-эффекта описывается линейной зависимостью, с достаточно приемлемым коэффициентом корреляции ($R^2=0,7817$) от начального скин-эффекта до ГРП (рис. 1). Данная тенденция очевидна, так как наибольший эффект достигается при создании трещины, выходящей за пределы ухудшенной призабойной зоны. Однако, для трети скважин, слева от некоторого условного скин-эффекта ($S = -1$), наблюдается иной характер – для этой группы скважин с улучшенными свойствами призабойной зоны изменение суммарного скин-эффекта минимальное, а затраченные средства на два порядка превышают затраты на исследования и потери нефти.

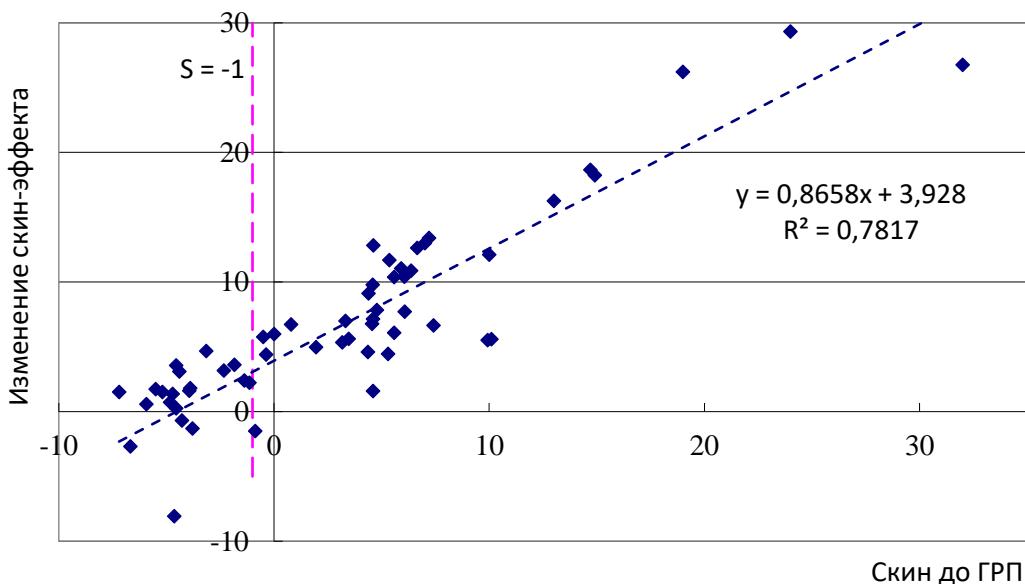


Рис. 1. Пример влияния начального скин-эффекта на эффективность ГРП для скважин кыновско-пашийских отложений

Выполненные расчеты экономической эффективности ГРП, проведенные другим подразделением компании, привели примерно к той же доле неуспешных скважин или скважин с минимальным эффектом. Причиной неуспешных ГРП можно считать отсутствие достоверной исходной информации, в частности, скин-эффекта и пластового давления, определяемых по ГДИ. Вполне вероятно, что при наличии этой информации эффективность составила бы не 66%, а была гораздо выше, на уровне 95%.

Перейдем от двух предельных случаев (0 и 100% исследований) к функциям потерь успешности при проведении рассмотренных геолого-технических мероприятий и функции затрат на снятие КВД и/или замеры пластового давления. Причем последнюю функцию рассчитать довольно легко, для этого необходимо задать затраты из-за недобытой нефти во время остановок скважин и добавить к ним затраты на проведение исследований и интерпретацию. С функцией потерь успешности

определиться гораздо сложнее в связи с отсутствием явных данных. В этом случае возможно задать только вероятность наступления того или иного события.

Задание функции успешности

Для задания вероятности потерь успешности проведения различных ГТМ определим вид функции успешности (неуспешности). Для этого рассмотрим, как увеличивается погрешность или стандартное отклонение при уменьшении охвата исследованиями. Отметим, что в существующих работах при решении схожей задачи исходная выборка высокочастотных данных разделялась на интервалы и сравнивалась с погрешностью, либо вероятность этих интервалов – с основной выборкой [6].

Поступим аналогичным образом и определим изменение средней величины в зависимости от доли исследуемых скважин. Для этого первоначально необходимо иметь замеры, к примеру, пластового давления, по каждой скважине (охват 100%).

Распределение средней величины может быть любым в зависимости от произвольного выбора выбытия скважин. Поэтому задаваясь случайнм влиянием различных факторов на погрешность, следует перемешать исходную выборку данных и вновь посчитать искомые параметры [7]. В результате получаем некоторое распределение рассматриваемого

параметра, в данном случае пластового давления, от доли исследуемых скважин (рис. 2). Заметим, что схожая картина наблюдается в целом для различных параметров – давления, дебита, приемистости, обводненности, а также для относительной погрешности, стандартного отклонения.

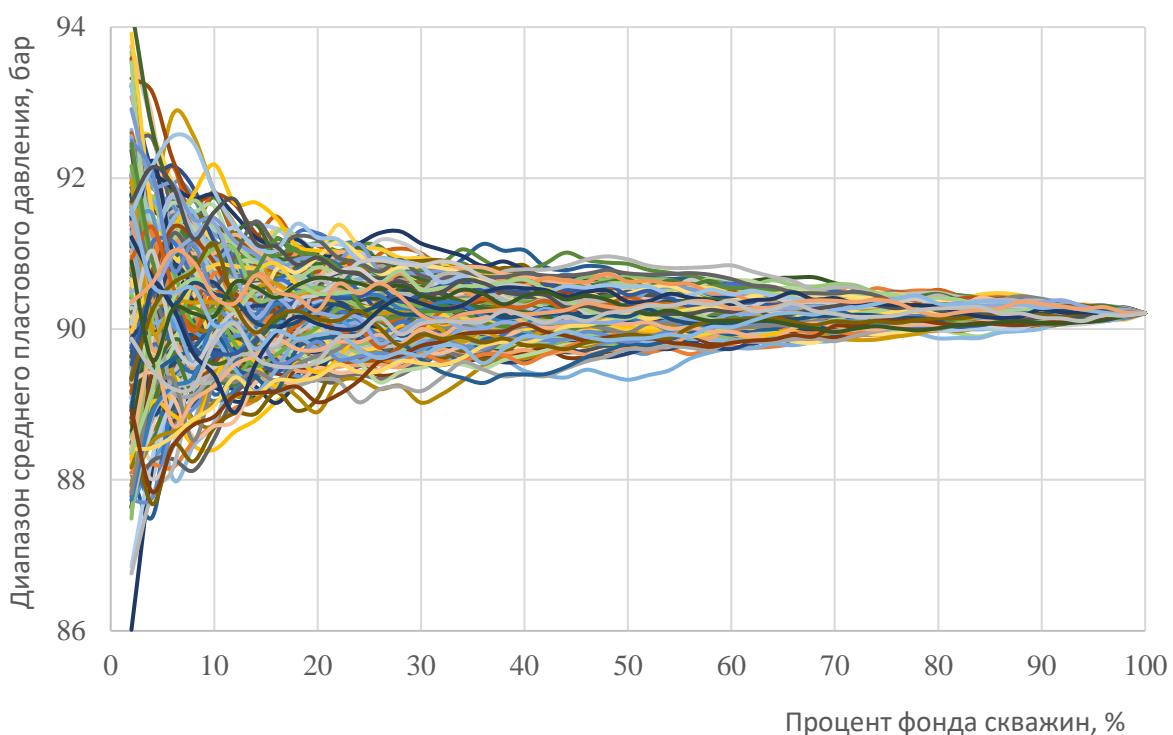


Рис. 2. Диапазон среднего пластового давления в зависимости от процента исследуемого фонда скважин при перемешивании выборки исходных данных

Более того, если привести стандартное отклонение к безразмерному виду, например, поделив на максимальное значение, то все выборки по различным рассматриваемым параметрам укладываются практически на одну кривую или близки друг к другу, что вполне приемлемо для нефтепромысловой практики (рис. 3). На данном рисунке представлены результаты обработки 30 различных выборок для давления, дебита, приемистости, обводненности объемом от

600 до 3000 значений. Полученная зависимость близка к распределению Парето, когда даже небольшая доля исследований приводит к значительному снижению погрешности. Например, при исследовании 20% скважин относительное стандартное отклонение снижается со 100% до 20% (рис. 3). В дальнейшем при увеличении доли исследуемых скважин происходит снижение данного параметра в гораздо меньшей степени.

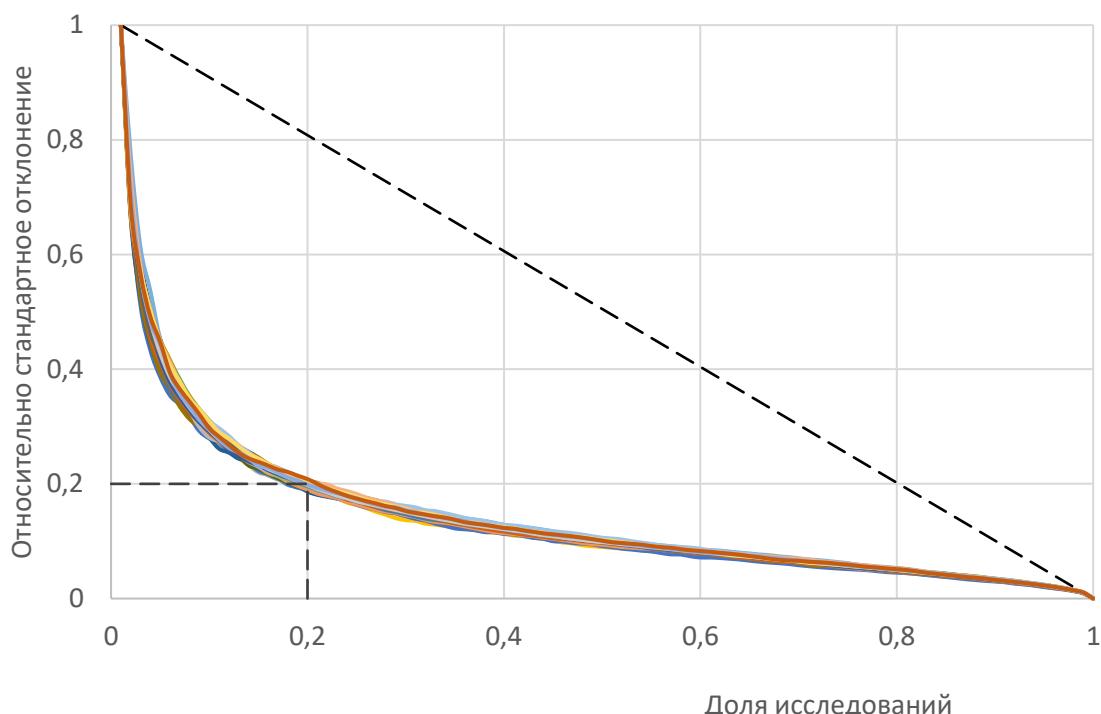


Рис. 3. Относительное стандартное отклонение при различной доле исследований для объемных выборок

Отношение продолжительности исследований к периодичности исследований

Попутно заметим, что этот же график (см. рис. 3) характерен для другого случая, когда в качестве доли исследований рассматривается отношение времени исследования к периодичности исследований $\Delta t/T$. Эта зависимость важна для задания времени периодичности замеров дебита, приемистости, давления, обводненности с требуемой погрешностью в зависимости от времени проведения измерений.

Можно отметить, что относительно малые значения $\Delta t/T$ обеспечивают значительное снижение стандартного отклонения. Все это свидетельствует о том, что с позиций замеров оптимальным является достижение значения отношения

$$\Delta t/T = 0,1 \div 0,2.$$

При дальнейшем увеличении $\Delta t/T$ стандартное отклонение снижается незначительно. Причем, если для замеров дебита или обводненности параметр $\Delta t/T$ особой роли не играет, так как не оказывается на добывче нефти, то замеры пластового давления или снятие КВД, связанные с остановкой скважины на исследование, приводят к ощутимым объемам недобытой нефти.

Тенденция для замеров обводненности, дебита коренным образом отличается от снятия КВД (КВУ), при замере дебита в течение 2 часов с периодичностью замеров один раз в двое суток, что типично для 95% скважин ПАО «Татнефть»,

$$\Delta t/T = 2/48 = 0,042,$$

т.е. меньше нижней границы отмеченного диапазона в два с лишним раза.

Если взять за основу Постановление Правительства Российской Федерации № 1271 от 30.11.2016 г. [8] и осуществлять периодичность замеров дебита не реже одного раза в месяц, то данный параметр составит тысячные доли:

$$\Delta t/T = 0,0028.$$

Примерно такой же порядок, согласно этому же Постановлению, характерен при замере обводненности с периодичностью не реже одного раза в месяц. Полученные значения параметра $\Delta t/T$ ниже, чем оптимальные.

При замерах пластового давления и снятии КВД (КВУ) наблюдается обратная тенденция. Особенно отчетливо она проявляется для малопродуктивных коллекторов, которые еще и разрабатываются при низких забойных давлениях, что обуславливает высокий коэффициент притока из-за сильного разгазирования продукции, в связи с чем время близости к радиальному потоку в скважине достигает 30–150 суток. Согласно отраслевому стандарту РД 153-39.0-109-01 [9], периодичность замеров пластового давления составляет один раз в квартал, снятия КВД (КВУ) – один раз в полгода. Поэтому для КВД (КВУ)

$$\Delta t/T = (30 \div 150)/180 = 0,17 \div 0,83,$$

т.е. в основном превышает оптимальный диапазон

$$\Delta t/T = 0,1 \div 0,2.$$

Естественно, что скважина не может быть все время в исследованиях, не добывая

нефть. В связи с этим для данных объектов разработки следует индивидуально подходить к периодичности снятия КВД (КВУ) и замеров пластового давления, отталкиваясь от среднего времени восстановления давления и оптимального отношения

$$\Delta t/T = 0,1 \div 0,2.$$

Определение охвата исследованиями в зависимости от числа скважин

В отечественных нефтяных компаниях для определения охвата скважин исследованиями широко используются формулы В.Д. Лысенко [10]. Данные формулы изначально предложены им для решения сходной, но другой задачи – обоснования динамики добычи нефти при малом проектном фонде скважин. В связи с этим В.Д. Лысенко в качестве основного фактора рассматривал неоднородность фильтрационных параметров пласта.

Но на процессы фильтрации и на пластовое давление оказывают влияние не только фильтрационные параметры пласта, но и скин-фактор, влияние границ и соседних скважин, а также режимы работы скважины, т.е., все факторы, влияющие на КВД. Поэтому при использовании в качестве основы гидропроводности или продуктивности происходит заведомое упрощение задачи. Одним из способов решения этой проблемы является задание допустимой погрешности или стандартного отклонения, на которые можно пойти при введении опорного фонда для замеров пластового давления и снятия КВД (КВУ).

Выполненные расчеты стандартного отклонения давления для месторождений с различным числом скважин показали согласованность с выводами В.Д. Лысенко – чем меньше число скважин на

рассматриваемом объекте, тем больше доля опорного фонда (рис. 4). При этом закономерно, что больший процент стандартного отклонения требует меньшую долю опорного фонда скважин.

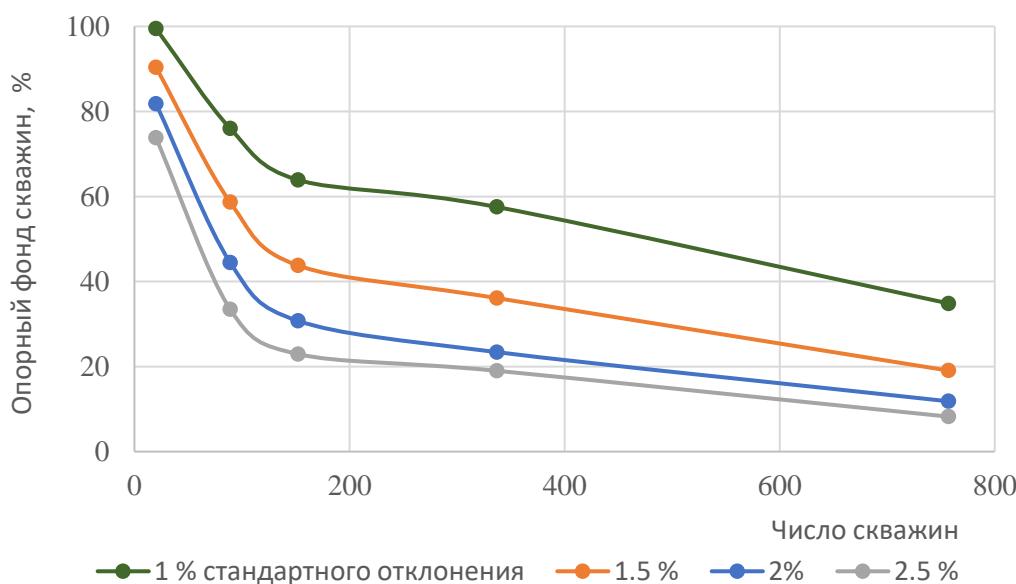


Рис. 4. Влияние числа скважин и стандартного отклонения на выбор опорного фонда

Решение задачи оптимального охвата исследований с экономических позиций

Полученная зависимость (см. рис. 3) близка к распределению Парето, ее можно описать при помощи соответствующего уравнения $(x_m/x)^k - 1$, где x_m и k – коэффициенты модели. Для рассматриваемого случая, т.е. полученного относительного стандартного отклонения $x_m = 1,1$; $k = 0,11$.

Далее используем тип этой функции распределения для описания кривой успешности при проведении различных мероприятий. Но перед этим необходимо задаться долей успешности проведения различных геолого-технических мероприятий при отсутствии исследований и

при 100% охвата исследованиями. Для каждого из ГТМ эта доля будет различна. Для ГРП, согласно имеющимся данным, принято, что без информации по пластовым давлениям и скрин-фактору успешность будет 60%, при наличии этих данных – 95%, для вскрытия пласта диапазон успешности принят от 95% до 99% и т.д.

После этого, зная общие годовые затраты на проведение ГДИ (снятие КВД, КВУ, замеры пластового давления) и годовые затраты на проведение различных ГТМ, строится кривая суммарных затрат. Данная кривая имеет точку минимума, которая соответствует оптимальной доле охвата скважин исследованиями [11, 12]. На рис. 5 приведены кривые, полученные в целом для компании ПАО «Татнефть».

Причем в зависимости от учета или неучета потерь нефти при исследованиях, связанных с остановкой скважины, доля исследований может значительно

различаться. Так, при учете недобытой нефти во время исследований оптимальный охват для рассматриваемого случая составляет 19% (см. рис. 5), без учета этого фактора – 38%.

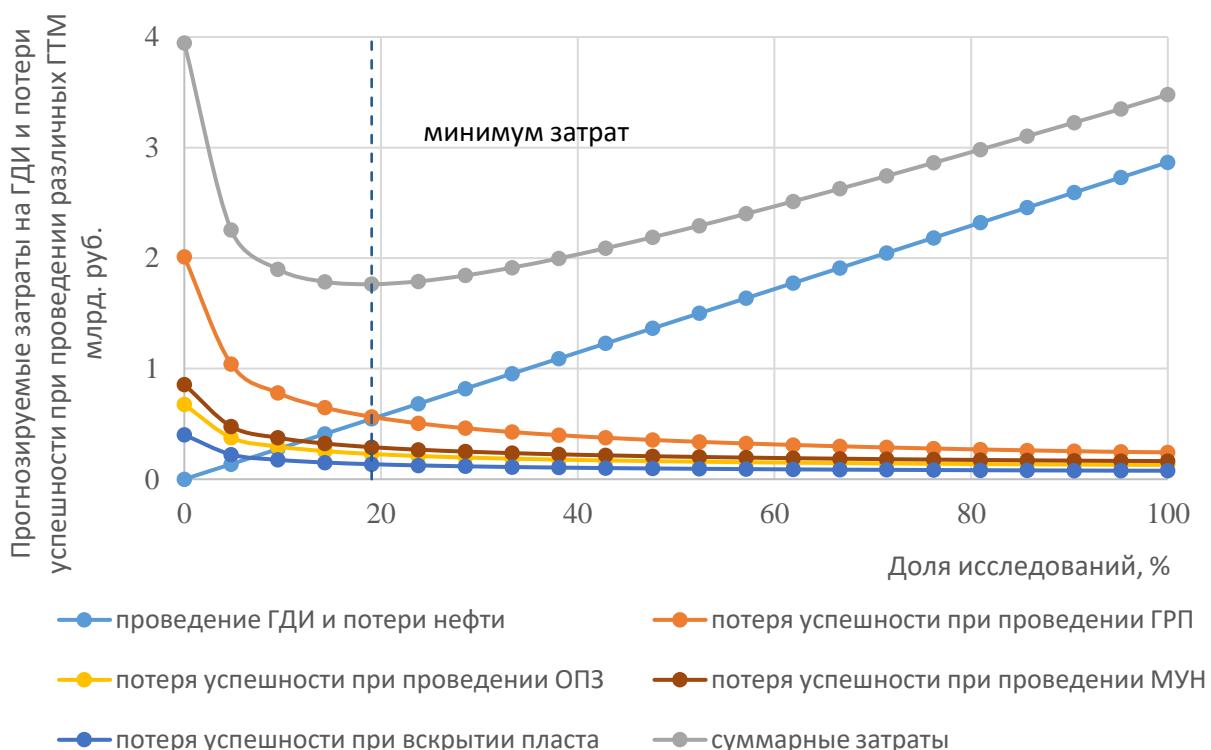


Рис. 5. Затраты на проведение ГДИ, потери от недобытой нефти и потери успешности проведения различных ГТМ от доли исследованных скважин

Заметим, что значение 19% практически совпадает со значением, полученным из распределения Парето (см. рис. 3).

Безусловно, точность предлагаемого метода и его применимость в различных компаниях зависит от вероятности или риска наступления того или иного события, что, в свою очередь, определяется множеством факторов: различной стоимостью даже одинаковых типов воздействия на пласт и призабойную зону, различной успешностью их выполнения при наличии и отсутствии исходных данных, различной стоимостью ГДИ и др. Поэтому в каждой компании и для каждого объекта разработки будет существовать индивидуальный экстремум.

Для обоснования вероятности успешности (неуспешности) различных ГТМ и вскрытия пласта наиболее оптимальным является использование реальной статистики. В целом именно этот способ лучше всего доказывает актуальность и необходимость снятия КВУ (КВД) и замеров пластового давления.

Дополнительно следует также отметить, что проведение ГДИ контролируется Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) при защите проектных документов. Отсутствие или малая доля исследований потенциально грозят потерей лицензии на разработку месторождения, что является куда большим риском, чем все остальное.

Кроме этого, ошибка в определении пластового давления чревата серьезными авариями в процессе вскрытия пласта или проведении подземного ремонта скважины. Эти факторы не учитывались при экономическом обосновании минимума затрат, но могут оказаться значительное влияние на экономические показатели и имидж компании.

Выводы

Предлагается два способа определения оптимального охвата скважин гидродинамическими исследованиями – при помощи задания стандартного отклонения и путем проведения экономических расчетов при задании вероятностных оценок потерь успешности проведения различных ГТМ. Второй способ наглядно подтверждает экономическую целесообразность проведения гидродинамических исследований.

Выполненные расчеты с использованием обоих способов показывают приблизительную сходимость результатов для объектов разработки ПАО «Татнефть» в целом – минимум охвата исследованиями составляет около 20%. Но в общем случае рекомендуется проведение индивидуальных расчетов для каждого объекта разработки.

Обнаружено, что стандартное отклонение от средней величины, приведенное к безразмерному виду, укладывается практически на одну кривую для различных высокочастотных или объемных выборок давления, дебитов, приемистостей, обводненности. Полученная кривая близка к распределению Парето. Данную кривую возможно использовать для решения различных задач – выбора охвата исследованиями, задании успешности ГТМ, определения оптимального отношения времени исследований к периодичности исследований.

Литература

1. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998. 304 с.
2. Иктисанов В.А., Сахабутдинов Р.З. Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 72–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-72-76>
3. Иктисанов В.А., Мусабирова Н.Х., Байгушев А.В., Шипилова К.Ф. Уточнение предельно допустимых забойных давлений для карбонатных и терригенных коллекторов месторождений ПАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство, 2019. № 7. С. 36–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-7-36-39>
4. Андреев А.Ф., Бурыкина Е.В., Булискерия Г.Н. Риск и неопределенность в прикладных задачах нефтегазовой экономики // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-30-33>
5. Kamal M.M. Transient well testing. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p.
6. РД 39-9-594-81. Руководство по определению длительности и точности измерения нефтепромысловых параметров. М.: ВНИИ Мин-ва нефтяной промышленности, 1981. 51 с.
7. Иктисанов В.А., Байгушев А.В. Расчет опорной сети скважин для определения пластового давления // Нефтепромысловое дело, 2018. № 9. С. 12–16. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-9-12-16>

8. О внесении изменений в Правила учета нефти: Постановление Правительства РФ от 30.11.2016 г. № 1271 // СПС «КонсультантПлюс». http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_207981/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/
9. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго, 2002. 75 с.
10. *Лысенко В.Д., Грайфер В.И.* Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. 607 с.
11. *Яртиев А.Ф.* Экономическая оценка проектных решений инновационно-инвестиционных вложений для нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 232 с.
12. *Иктысанов В.А., Яртиев А.Ф.* Определение оптимального охвата скважин гидродинамическими исследованиями с позиций экономики // Нефтепромысловое дело. 2020. № 4(616). С. 37–40. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4\(616\)-37-40](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4(616)-37-40)

Determining the optimum number of well tests to improve the success of the applied methods of reservoir and bottomhole treatment

V.A. Iktissanov

TatNIPIneft Institute, PJSC TATNEFT, Bugulma, Russia
E-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Abstract. Not infrequently, top management of oil companies challenge the wisdom of well tests. The reason is the production losses caused by the required well shutdowns and the costs of conducting and interpreting. A method for determining the optimum number of well tests is proposed and economically validated by setting probabilistic estimates of success (or failure) of improved oil recovery and enhanced oil recovery treatments and calculation of the costs of the pressure transient analysis considering production losses during well shutdowns.

Another method to solve the same problem is also discussed in this paper. It is based on setting of tolerable error or standard deviation.

It is found that for the samples of various parameters (pressure, production rates, injectivity, watercut) dimensionless standard deviation vs. the number of wells involved in surveys is practically similar, so, the obtained dependence is close to the Pareto distribution.

The calculations by both methods show quite similar results; still, it is recommended to perform calculations for each particular field.

Keywords: well tests, standard deviation, survey coverage of the wells, economic calculations, success functions, Pareto distribution.

Citation: Iktissanov V.A. Determining the optimum number of well tests to improve the success of the applied methods of reservoir and bottomhole treatment // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 100–111. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7> (In Russ.).

References

1. Shagiev R.G. Well tests using PBU curves. Moscow: Nauka, 1998. 304 p. (In Russ.).
2. Iktissanov V.A., Sakhabutdinov R.Z. Evaluation of effectiveness of EOR and bottomhole treatment technologies using rate transient analysis // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No. 5. P. 72–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-72-76> (In Russ.).
3. Iktissanov V.A., Musabirova N.Kh., Baigushev A.V., Shipilova K.F. Updating of limited bottomhole pressures for carbonate and sandstone reservoirs operated by Tatneft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No. 7. P. 36–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-7-36-39> (In Russ.).
4. Andreev A.F., Burykina E.V., Buliskeriya G.N. Risk and uncertainty in applied problems of oil and gas economy // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No. 5. P. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-30-33> (In Russ.).
5. Kamal M.M. Transient well testing. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p.

6. RD 39-9-594-81. Guidance on determination of duration and accuracy of determination of reservoir parameters. Moscow: All-Soviet Research Institute of the Ministry of Oil Industry. 51 p. (In Russ.).
7. *Iktisanov V.A., Baigushev A.V.* Calculation of support network of wells to determine reservoir pressure // Oilfield Engineering. 2018. No. 9. P. 12–16. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-9-12-16> (In Russ.).
8. On the revisions of the Oil Metering Rules: Decree of the Government of Russian Federation of 30.11.2016 No. 1271 // ConsultantPlus. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_207981/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/ (In Russ.).
9. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy, 2002. 75 p. (In Russ.).
10. *Lysenko V.D., Graifer V.I.* Efficient development of oil fields. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2005. 607 p. (In Russ.).
11. *Yartiev A.F.* Economic assessment of design solutions concerning innovations and investments into oil sector. Moscow: VNIIIOENG, 2011. 232 p. (In Russ.).
12. *Iktisanov V.A., Yartiev A.F.* Determination of optimal number of wells for rate transient analysis from economic point of view // Oilfield Engineering. 2020. No. 4(616). P. 37–40. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4\(616\)-37-40](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4(616)-37-40) (In Russ.).

Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга

В.Н. Федоров*, В.М. Мешков

ООО «Башнефть-Петротест», г. Уфа, Россия

E-mail: *fed_vyach@mail.ru

Аннотация. Переход нефтедобывающих компаний в 90-х годах от внутреннего сервиса контроля разработки нефтегазовых месторождений на аутсорсинг выявил проблему объективной оценки, необходимости и достаточности получаемой информации о параметрах продуктивных пластов. Известные методы анализа результатов гидродинамических исследований скважин базируются на субъективных критериях, что сдерживает развитие методов и технологий исследований. Проанализированы результаты статистического опроса специалистов нефтегазодобывающей отрасли России, показавшие необходимость развития объективной системы оценки качества результатов гидродинамических исследований скважин. Рассмотрен подход к формированию системы оценки качества, базирующейся на объективном критерии – погрешности средств измерений физических величин технологических параметров, неопределенности расчетных моделей при косвенных измерениях и многозначности результатов при решении обратных задач подземной гидромеханики продуктивных нефтегазовых пластов.

Ключевые слова: исследование скважин, гидродинамика, качество, достоверность, погрешность, критерий качества, показатели качества, коэффициент продуктивности, забойное давление, пластовое давление.

Для цитирования: Федоров В.Н., Мешков В.М. Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 112–126. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8>

С середины 90-х годов прошлого века многие отечественные нефтегазодобывающие компании (НГДК) стали переходить на американо-европейскую модель контроля разработки гидродинамическими и геофизическими методами, основанную на выполнении исследований силами сервисных компаний, имеющих в своих структурах высококвалифицированных специалистов, современные дорогие приборы и оборудование для решения сложных технологических и технических задач по определению фильтрационных параметров в скважинах со сложной архитектурой хвостовиков. Это способствовало внедрению в нефтегазодобывающую отрасль аутсорсинга в области

изучения фильтрационных характеристик продуктивных нефтегазовых пластов.

Однако, процесс получения, обработки и применения данных для контроля и регулирования разработки нефтегазовых месторождений дорогостоящий, а в связи со смещением структуры запасов в область низкопроницаемых коллекторов об окупаемости исследований сегодня не может быть и речи. Существуют сложности и в контроле энергетического состояния разрабатываемых залежей, обусловленные значительной продолжительностью промысловых гидродинамических исследований, достигающих, в отдельных случаях, нескольких месяцев, в рамках аутсорсинга.

Сервисным компаниям экономически выгодно выполнение сложных и дорогих гидродинамических исследований скважин (ГДИС), а нефтегазовая отрасль испытывает реальную потребность в относительно недорогих – мониторинге процесса разработки, пластового давления и коэффициента продуктивности.

Актуальность и эффективность фильтрационных моделей напрямую зависит от наполнения их реальными промысловыми данными. Сложилась ситуация, что зачастую качество результатов, представляемых сервисными компаниями, владеющими современными технологиями и новейшими техническими средствами, не устраивают заказчика – нефтегазодобывающее предприятие. Причин этому много, в том числе:

- отсутствие полного доступа к информации по разрабатываемому объекту у исполнителей;
- отсутствие единого подхода к оценке качества исследований.

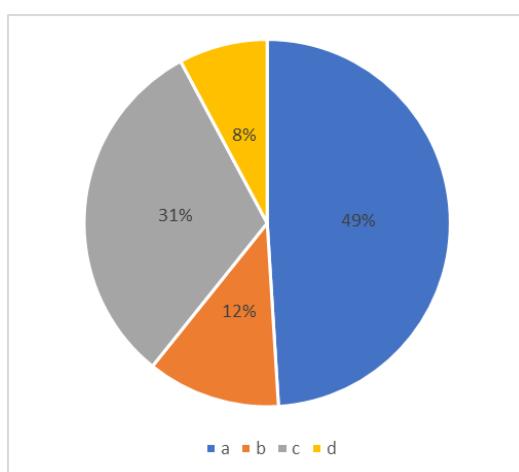


Рис. 1. Диаграмма распределения ответов респондентов на вопрос о наличии формализованной оценки качества исследований

Из рис. 1 видно, что 49% респондентов считают, что формализованная методика оценки качества исследований

Для изучения мнения специалистов нефтегазодобывающей отрасли РФ по широкому спектру вопросов состояния исследований скважин и пластов группой ведущих ученых и экспертов, членов Клуба исследователей скважин, представителей нефтегазовых и сервисных компаний, на инициативной основе, в 2021 г. была разработана анкета «Современное состояние исследований скважин и пластов» (<https://petroleum.ru/welltestclub/anketa/>) [1].

В анкетировании в период с октября 2021 г. до февраля 2022 г. приняли участие более 180 специалистов РФ.

Один из вопросов анкеты посвящен методике оценки качества исследований и сформулирован следующим образом: «*Существует ли в Вашей организации формализованная методика оценки качества исследований?*».

На рис. 1 приведена диаграмма распределения вариантов ответов респондентов и комментарии специалистов по этому вопросу.

- a – Да (49%)
- b – Нет, мы не проводим такую оценку (12%)
- c – Нет, мы используем экспертный подход (31%)
- d – Методика находится в процессе составления (8%)

Комментарии:

- Да; есть доля неопределенности в оценке качества в спорных моментах, в процессе обсуждения профильных специалистов определяется качество таких исследований.
- Да; также используется экспертная оценка.
- Нет, мы используем экспертный подход. Шкала есть, но формализованной методики нет.
- В стадии становления, планируем формализовать.
- Используется не повсеместно (несколько ответов).

на их предприятиях существует, а 31% респондентов указывают на использование экспертного подхода.

В комментариях при этом указывается на неопределенности в оценке качества, на выявление спорных моментов, на применение экспертного подхода, что не позволяет констатировать факт существования формализованной методики.

Специалисты, указывающие на наличие методики оценки качества, основывают свое мнение на субъективных подходах к учету результатов промысловых и гидродинамических исследований. Так, например, в одной из нефтяных компаний предлагается пятибалльная система оценки качества:

– «отличная» – исследования, не вызывающие сомнений в достоверности (глубинные) – все параметры достоверны;

– «хорошая» – исследования с хорошей достоверностью, однако, возможно наличие неявных факторов, приводящих к уменьшению достоверности (устьевые замеры) – все параметры достоверны в пределах допустимой погрешности;

– «средняя» – достоверно получено пластовое давление (Рпл), остальные параметры оценочные (по сложным ГДИС);

– «низкая» – все основные параметры только оценочные, наличие явных факторов, приводящих к очевидному снижению достоверности (в том числе индикаторная диаграмма на автогидроразрыве пласта представлена только 2-мя точками ниже давления раскрытия трещины);

– «неуспешная» – параметры пласта по исследованию не получены.

Альтернативные критерии оценки успешности исследований основываются на конструктивном анализе получаемых параметров [2], в числе которых предлагается учитывать:

– соответствие результатов цели исследования;

– осуществление входного контроля результатов на выявление грубых ошибок в технологии исследований и обработке информации;

– нахождение результатов в диапазонах допустимых значений таких параметров объектов, как пластовое давление, коэффициент продуктивности, гидропроводности (подвижности, проницаемости) пласта.

Основываясь на различных критериях, можно увидеть, что результаты более 500 исследований методами ГДИС (табл. 1), оцененных по разным подходам, существенно различаются.

Таблица 1

Оценка успешности исследования методами гидродинамических исследований скважин

Критерии оценки	Доля в общем объеме исследований, %
Критерии, используемые в отдельных нефтяных компаниях	64,00
Соответствие цели	26,32
Входной контроль расчета давления на водонефтяной контакт (ВНК) и верхние дыры перфорации (ВДП)	26,32
Процент отклонения от потенциального коэффициента продуктивности	21,05
Процент отклонения от максимального (теоретического) коэффициента проницаемости	15,79

По нечетким критериям, представленным выше, успешными признаются все исследования, получившие оценку от тройки до пятерки – «средняя», «хорошая» и «отличная». Доля таких исследований составила 64%. Однако, дифференцируя результаты по отдельным компонентам, указанным в табл. 1, видно, в чем конкретно результаты не удовлетворяют заказчика этих исследований. Так, в частности, по критерию достоверности пластового давления результаты удовлетворяют в 68,42% случаев, но если рассматривать результаты по критерию соответствия цели, то более 73% исследований являются не качественными, независимо от остальных оценок. Такие результаты получаются в случае применения «малозатратных» ГДИС. Кроме того, «размытые» критерии дают множество вариантов при интерпретации результатов исследований.

Объективные критерии качества исследования скважин на сегодняшний день не определены. У специалистов в области термо-, гидродинамических и геофизических исследований скважин приняты характеристики полученной информации:

- «это достоверно»;
- «это физично» или «не физично».

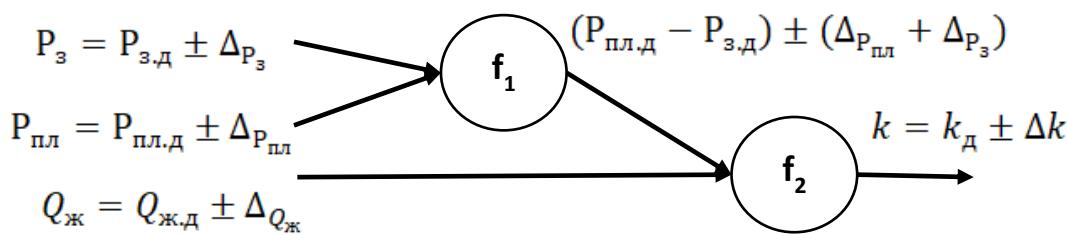
Понятие «качество» в этом аспекте показывает степень «доверия» пользователя информации к представляемому исследователем результату. Отсутствие единых подходов в оценке информации приводит к тому, что исследования, рекомендуемые различными нормативными документами в области контроля разработки НГМ, не только отраслевого, но и внутренних корпоративных, составленных с учетом особенностей и стадий разработки объектов производятся не в полном объеме.

«Качество информации» некоторые исследователи характеризуют в виде степени практической пригодности информации, используемой в процессе управления, определяют совокупностью таких свойств, как полнота, плотность, полезность, достоверность, ценность информации. Понятие «достоверность» – это термин, имеющий широкий диапазон значений и применяющийся в философии, логике, теории вероятностей, психологии, естествознании и других областях. Единого определения термина не существует, хотя собственное его определение давали многие известные философы (Локк, Лейбниц, Фихте, Кант, Гегель и другие). В естествознании под «достоверностью» понимается некое суждение, эмпирически (то есть на практике) подтвержденное какими-либо специальными экспериментами или общественной практикой; иногда в качестве дополнительного признака указывается возможность повторить эксперимент в тех же условиях, получив тот же результат. Другие исследователи указывают, что «достоверность» – это характеристика, показывающая «качество информации», отражающая ее полноту и точность. Таким образом, эти рассматриваемые понятия определяются друг через друга. Термин «качество» удобнее, согласно [3], характеризовать такими показателями как «точность», «повторяемость», «воспроизводимость», «погрешность».

«Погрешность» – отклонение измеренного значения величины от ее истинного (действительного) значения – единственное понятие из категорий, характеризующих информацию, которое имеет численное выражение и должно быть положено в основу характеристики качества информации, получаемой при ГДИС.

Необходимо отметить, что определение погрешности получаемых величин при промысловых исследованиях методами ГДИС является не простой задачей из-за сложных зависимостей искомых параметров от инструментально измеряемых физических величин. Это хорошо иллюстрируется на примере оценки погрешности коэффициента продуктивности, определяемого на основе обработки сравнительно простого гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах фильтрации методом регистрации индикаторной диаграммы.

Считаем, что исследования скважины методом установившихся отборов выполнены в соответствии со всеми требованиями и режимы стабилизации на каждом режиме были достигнуты. В процессе исследований были зарегистрированы значения дебита жидкости и забойного давления на каждом режиме работы скважины. Пластовое давление было определено инструментально при условиях полного восстановления забойного давления до статического состояния. Для оценки погрешности определения коэффициента продуктивности рассмотрим график, приведенный на рис. 2 [4].



f₁ – функция расчета разности пластового и забойного давлений

f₂ – функция расчета отношения дебита к разности пластового и забойного давлений

Рис. 2. Граф определения погрешности коэффициента продуктивности (приемистости) скважины

Коэффициент продуктивности в добывающей скважине определяется на основе трех инструментально измеряемых параметров:

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{P_{pl} - P_3}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – дебит скважины по жидкости, м³/сут,

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{ж},d} \pm \Delta_{Q_{\text{ж}}};$$

P_{pl} – пластовое давление в остановленной скважине, МПа,

$$P_{pl} = P_{pl,d} \pm \Delta_{P_{pl}};$$

P_3 – забойное давление в скважине при установившемся режиме фильтрации, МПа,

$$P_3 = P_{3,d} \pm \Delta_{P_3};$$

$Q_{\text{ж},d}$, $P_{pl,d}$, $P_{3,d}$ – действительные значения соответственно дебита жидкости, пластового и забойного давлений;

$\Delta_{Q_{\text{ж}}}$, $\Delta_{P_{pl}}$, Δ_{P_3} , $\Delta_{K_{\text{пр}}}$ – абсолютные погрешности измеренных значений дебита жидкости, пластового и забойного давлений, вычисленного значения коэффициента продуктивности соответственно.

Приведенная зависимость является сложной функцией и погрешность измерения при определении коэффициента продуктивности по жидкости формируется при следующих допущениях:

1. Измеряется дебит жидкости скважины, а не дебит нефти, с погрешностью, не превышающей паспортное значение на средство измерения. Не принимается во внимание, что дебит, в свою очередь, является сложной функцией, включающей обводненность и газосодержание.

2. Измерение пластового и забойного давлений производится одним и тем же средством измерения, размещенным в одной и той же точке ствола скважины, спущенным в скважину на одном и том же кабеле (проводоке).

3. Условия измерения давления (пластового и забойного) в стволе скважины полностью соответствуют условиям установившихся режимов: пластовое давление – в остановленной до пьезометрического состояния скважине, забойное давление – в работающей при установленном режиме скважине.

Для наглядности в эксперименте приняты априорные действительные значения для величин, входящих в формулу (1) для определения продуктивности ($k_{\text{пр.д}}$):

$$P_{\text{пл.д}} = 20 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{з.д}} = 10 \text{ МПа};$$

$$Q_{\text{ж.д}} = 10 \text{ м}^3/\text{сут},$$

при которых действительное значение продуктивности:

$$k_{\text{пр.д}} = \frac{Q_{\text{ж.д}}}{P_{\text{пл.д}} - P_{\text{з.д}}} = \frac{10}{20 - 10} = 1 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}\cdot\text{МПа}}.$$

Погрешности первого слоя графа на рис. 1 определены из условия измерения давления (забойного и пластового) одним и тем же скважинным прибором с приведенной погрешностью 0,25%. Абсолютная погрешность измерения давления:

$$\Delta = \frac{\gamma}{100 \cdot P_{\text{пр}}} = \frac{0,25}{100} * 25 = 0,0625 \text{ МПа},$$

где $P_{\text{пр}}$ – предел измерения давления.

Пластовое давление:

$$P_{\text{пл}} = 20 \pm 0,0625 \text{ МПа} = 20,00 \pm 0,06 \text{ МПа};$$

относительная погрешность результата измерения:

$$\delta = \frac{\Delta x}{x_d} \cdot 100 = \frac{0,0625}{20} \cdot 100 = 0,31 \text{ %}.$$

Забойное давление:

$$P_{\text{з}} = 10 \pm 0,0625 \text{ МПа} = 10,00 \pm 0,06 \text{ МПа};$$

относительная погрешность результата измерения:

$$\delta = \frac{\Delta x}{x_d} \cdot 100 = \frac{0,0625}{10} \cdot 100 = 0,625 \text{ %}.$$

Для измерения дебита жидкости используется замерная установка с декларируемой относительной погрешностью измерения 2,5%. Абсолютная погрешность для рассматриваемого случая:

$$\Delta Q_{\text{ж}} = \delta \cdot \frac{Q_{\text{ж.д}}}{100} = 2,5 \cdot \frac{10}{100} = 0,25 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}},$$

а инструментально измеренное значение дебита жидкости с учетом погрешности запишется в виде:

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{ж.д}} \pm \Delta Q_{\text{ж}} = 10,00 \pm 0,25 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

Погрешность функции (1) (второй слой графа) определяется через погрешность разности давлений – знаменателя функции (1) – из выражения:

$$P_{\text{пл}} - P_3 = (P_{\text{пл},d} \pm \Delta_{P_{\text{пл}}}) - (P_{3,d} \pm \Delta_{P_3}) = (P_{\text{пл},d} - P_{3,d}) \pm (\Delta_{P_{\text{пл}}} + \Delta_{P_3}).$$

Получаем:

$$\Delta_{\Delta p} = \Delta_{P_{\text{пл}}} + \Delta_{P_3} = 0,06 + 0,06 = 0,12 \text{ МПа.}$$

Относительная погрешность разности давлений:

$$\frac{\Delta_{P_{\text{пл}}} + \Delta_{P_3}}{P_{\text{пл}} - P_3} \cdot 100\% = \frac{0,06 + 0,06}{20 - 10} \cdot 100\% = 1,2\%.$$

Погрешность отношения дебита к разности пластового и забойного давления:

$$k = k_d \pm \Delta k,$$

абсолютная:

$$\Delta k = \frac{Q_{\text{ж}} = Q_{\text{ж},d} \pm \Delta Q_{\text{ж}}}{(P_{\text{пл}} \pm \Delta P_{\text{пл}}) - (P_3 \pm \Delta P_3)} = \frac{\Delta Q_{\text{ж}}}{P_{\text{пл}} - P_3} + \frac{Q_{\text{ж},d}}{(P_{\text{пл}} - P_3)^2} \cdot \Delta_{\Delta p} = \frac{0,25}{20 - 10} + \frac{10}{(20 - 10)^2} \cdot 0,12 = 0,037 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}},$$

относительная:

$$\delta k = \frac{\Delta Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж},d}} + \frac{\Delta_{\Delta p}}{P_{\text{пл}} - P_3} = \frac{0,25}{10} + \frac{0,12}{10} = 0,037 = 3,7\%.$$

Максимальная абсолютная и относительная погрешности коэффициента продуктивности при дебите жидкости $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ и относительной погрешности измерения дебита жидкости 15%:

$$\Delta k = \frac{Q_{\text{ж}} = Q_{\text{ж},d} \pm \Delta Q_{\text{ж}}}{(P_{\text{пл}} \pm \Delta P_{\text{пл}}) - (P_3 \pm \Delta P_3)} = \frac{\Delta Q_{\text{ж}}}{P_{\text{пл}} - P_3} + \frac{Q_{\text{ж},d}}{(P_{\text{пл}} - P_3)^2} \cdot \Delta_{\Delta p} = \frac{15}{20 - 10} + \frac{10}{(20 - 10)^2} \cdot 0,12 = 1,62 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}};$$

$$\delta k = \frac{\Delta Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж},d}} + \frac{\Delta_{\Delta p}}{P_{\text{пл}} - P_3} = \frac{1,62}{100} + \frac{0,12}{10} = 0,162 = 16,2\%.$$

Анализ погрешности сложной функции показывает, что при относительной погрешности измерения дебита, большей чем относительная погрешность разности давления (перепада) в 2,08 раза, относительная погрешность продуктивности больше относительной погрешности дебита в 1,48 раза, а относительной погрешности

перепада давления – в 3,08 раза. При этом основной вклад в погрешность определения продуктивности вносит погрешность измерения дебита – примерно 2/3 части. Очевидно, что при увеличении погрешности измерения дебита ее доля в погрешности функции продуктивности будет расти и оставаться основной.

Особый интерес представляют те механизмы получения информации, в основе которых лежат комбинированные методы, ярким представителем которых является пример оценки и мониторинга пластового давления по методу материального баланса.

Для условий разработки нефтяного месторождения, при сформированной системе поддержания пластового давления и эксплуатации добывающих скважин с забойным давлением выше давления насыщения, уравнение материального баланса записывается в известном виде:

$$N_p B_0 + W_p B_w - W_{inj} B_w = N(B_0 - B_{oi}) + N \frac{B_{oi}}{1-S_{wc}} (c_f + c_w S_{wc}) \Delta P + W_e . \quad (2)$$

Или, введя понятие «эффективная сжимаемость»

$$C_e = (c_f + c_0 S_0 + c_w S_{wc}) / S_{0i} ,$$

уравнение (2) запишется в виде:

$$N_p B_o = N \cdot B_{oi} \cdot \Delta P \cdot C_e + W_e + (W_{inj} - W_p) B_w , \quad (3)$$

где N_p – накопленная добыча нефти, м³;

N – начальные геологические запасы нефти, м³;

W_p – накопленная добыча воды, м³;

W_{inj} – накопленный объем закачанной воды, м³;

B_{oi} , B_0 – объемный коэффициент нефти при начальном и при текущем пластовом давлении, м³/м³;

B_w – объемный коэффициент воды, м³/м³;

S_{wc} – насыщенность связанной воды, д.е.;

c_f – сжимаемость порового пространства, 1/атм;

c_w – сжимаемость воды, 1/атм;

$\Delta P = P_i - P$ – снижение давления, разница между начальным пластовым давлением и величиной среднего пластового давления на текущий момент, атм;

W_e – накопленный приток воды из контурной области, м³.

Для упрощения записи уравнения (3) введены обозначения:

$$X_1 = N_p B_0 + W_p B_w - W_{inj} B_w - W_e .$$

С учетом введенных обозначений, выражение (3) относительно текущего пластового давления примет вид:

$$P = P_i - \frac{X_1}{N \cdot B_{0i} \cdot C_e} .$$

Последовательность расчета текущего пластового давления с использованием графа приведена на рис. 3.

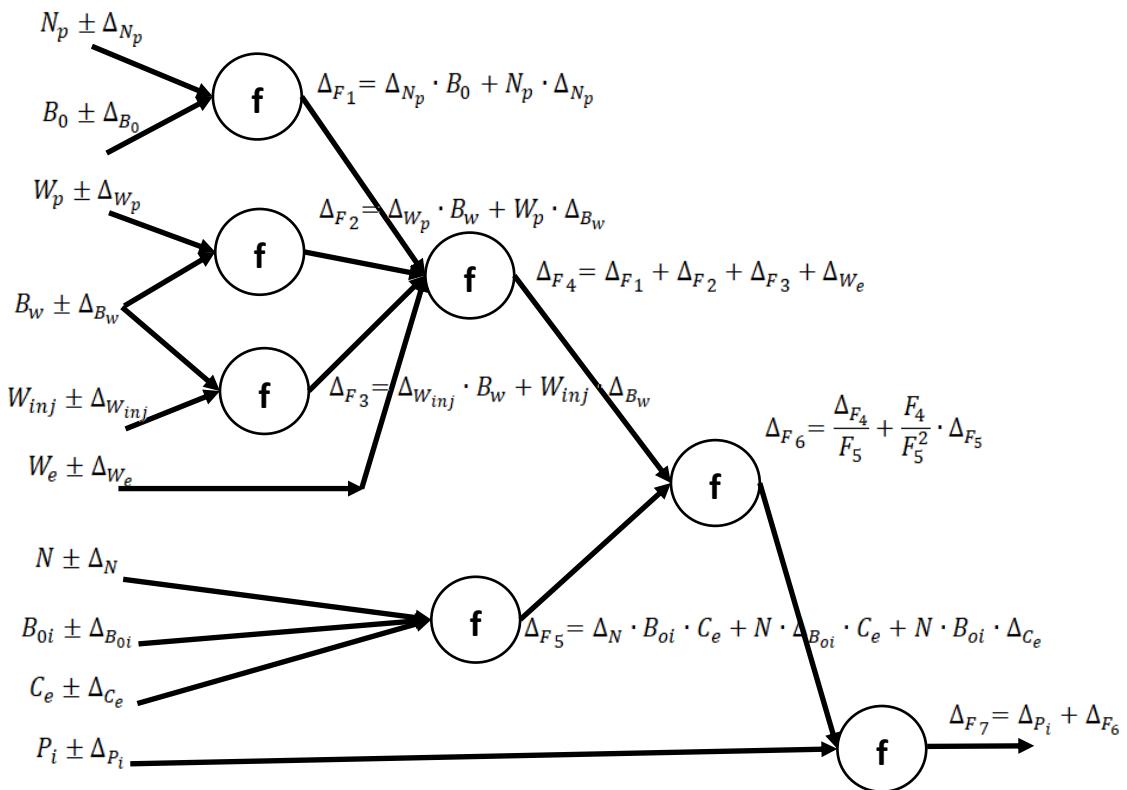


Рис. 3. Граф расчета погрешности текущего пластового давления на основе метода материального баланса

Входными измеренными параметрами графа, каждый из которых определен со своей погрешностью, являются:

$$N_p \pm \Delta_{N_p};$$

$$P_i \pm \Delta_{P_i};$$

$$N \pm \Delta_N;$$

$$B_0 \pm \Delta_{B_0};$$

$$W_p \pm \Delta_{W_p};$$

$$B_{oi} \pm \Delta_{B_{oi}};$$

$$W_{inj} \pm \Delta_{W_{inj}};$$

$$B_w \pm \Delta_{B_w};$$

$$W_e \pm \Delta_{W_e};$$

$$C_e \pm \Delta_{C_e}.$$

Абсолютные погрешности функций узлов графа определяются выражениями:

$$\Delta_{F_1} = \Delta_{N_p} \cdot B_0 + N_p \cdot \Delta_{B_0},$$

$$\Delta_{F_2} = \Delta_{W_p} \cdot B_w + W_p \cdot \Delta_{B_w},$$

$$\Delta_{F_3} = \Delta_{W_{inj}} \cdot B_w + W_{inj} \cdot \Delta_{B_w},$$

$$\Delta_{F_4} = \Delta_{F_1} + \Delta_{F_2} + \Delta_{F_3} + \Delta_{W_e},$$

$$\Delta_{F_5} = \Delta_N \cdot B_{oi} \cdot C_e + N \cdot \Delta_{B_{oi}} \cdot C_e + N \cdot B_{oi} \cdot \Delta_{C_e},$$

$$\Delta_{F_6} = \frac{\Delta_{F_4}}{F_5} + \frac{F_4}{F_5^2} \cdot \Delta_{F_5},$$

$$\Delta_{F_7} = \Delta_{P_i} + \Delta_{F_6}.$$

Расчеты выполнены на примере одного из месторождений республики Татарстан. Результаты вычислений погрешности определения текущего пластового давления сведены в табл. 2.

Указание в табл. 2 на накопленную погрешность параметра связано с тем, что накопленные значения добычи (закачки) несут в себе инструментальные погрешности каждого замера и эти погрешности суммируются.

Источниками погрешности являются:

- накопленная добыча нефти (N_p);
- начальные геологические запасы нефти (N);
- накопленная добыча воды (W_p);
- накопленный объем закачанной воды (W_i);
- объемный коэффициент нефти при начальном и при текущем пластовом давлении (B_{oi} , B_0);
- насыщенность связанный воды (S_{wc});
- сжимаемость порового пространства (c_f);
- сжимаемость воды (c_w);
- накопленный приток воды из законтурной области (W_e).

Основной вклад в величину погрешности определения текущего значения пластового давления вносят ошибки определения начальных запасов, значения накопленной добычи нефти и воды.

Необходимо отметить, что расчеты продемонстрировали высокую степень неопределенности при нахождении величины пластового давления методом материального баланса: при вычисленном (прогнозном) значении текущего пластового давления, равном 150 атм, абсолютная погрешность превышает 200 атм, т. е. вычисленное значение лежит целиком в области неопределенности – и это при соблюдении очень высоких требований по определению дебита нефти и расхода закачиваемой воды, не превышающих 2,5%. При высокой погрешности измерения накопленных значений добычи и закачки (в примере задано 20%, хотя оценки показывают, что относительная погрешность этих параметров может превышать 100%) относительная погрешность расчета пластового давления по методу материального баланса может превышать 1000%. Это означает только то, что пользоваться этим методом для контроля текущего пластового давления нельзя. Расчеты также показывают, что для достижения относительной погрешности определения текущего пластового давления, не превышающей 20%, необходимо обеспечить измерение всех параметров с относительной погрешностью, не превышающей 0,25%, что не достижимо технически.

Таблица 2

Результаты расчета погрешности определения текущего пластового давления на основе метода материального баланса

Наименование измеряемой величины	Обозначение измеряемой величины	Единицы измерения	Значение по проектному документу	Минимальная оценка		Максимальная оценка		Примечание
				относительная погрешность, %	абсолютная погрешность	относительная погрешность, %	абсолютная погрешность	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Начальные геологические запасы категории А+В1	N	т	8 797 000	2,5	219 925	20	1 759 400	параметр содержит накопленную погрешность измерения
		m^3	10 229 070	2,5	255 727	20	2 045 814	
Накопленная добыча нефти	N_p	т	287 500	2,5	7 188	20	57 500	
		m^3	334 302	2,5	8 358	20	66 860	
Накопленная добыча воды	W_p	m^3	327 000	2,5	8 175	20	65 400	
Накопленный объем закачанной воды	W_{inf}	m^3	575 900	2,5	14 398	20	115 180	
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении	B_{OI}	m^3/m^3	1,046	2,5	0,026	20	0,209	
Объемный коэффициент нефти при текущем пластовом давлении	B_0	m^3/m^3	1,034	2,5	0,026	20	0,207	
Объемный коэффициент воды	B_W	m^3/m^3	1,009	2,5	0,025	20	0,202	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Насыщенность связанной воды	S_{wc}	д.ед.	0,29	2,5	0,00725	20	0,0580	
Сжимаемость порового пространства	c_f	1/атм	0,00024	2,5	0,000006	20	0,000048	
Сжимаемость воды	c_w	1/атм	0,00018	2,5	0,0000045	20	0,0000360	
Эффективная сжимаемость	C_e	1/атм	0,00024	2,5	0,0000060	20	0,0000480	
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ_{oi}	$\text{т}/\text{м}^3$	0,860	2,5	0,022	20	0,172	
Начальное пластовое давление	P	атм	187	0,31	0,580	0,31	0,580	
Функция F1	$N_p \cdot B_0$	м^3	345 669	5	17 283,43	40	138 267,44	
Функция F2	$W_p \cdot B_w$	м^3	329 943	5	16 497,15	40	131 977,20	
Функция F3	$W_{inf} \cdot B_w$	м^3	581 083	5	29 054,16	40	232 433,24	
Функция F4	$X_1 = N_p \cdot B_0 + W_p \cdot B_w - W_{inf} \cdot B_w - W_e$	м^3	94 529	66,47	62 834,74	531,77	502 677,88	
Функция F5	$N \cdot B_{oi} \cdot C_e$	$\text{м}^3/\text{атм}$	2 568	7,50	193	60,00	1 541	
Функция F6	$X_1 / (N \cdot B_{oi} \cdot C_e)$	атм	36,8	73,97	27	591,77	218	
Текущее значение пластового давления Функция F7	$P = P_i - F_6$	атм	150,2	146,36	220	1170,92	1 759	

Таким образом, приведенные примеры показывают, что оценка погрешности определения целевого искомого параметра при гидродинамических исследованиях скважин позволяет не только количественно определить степень его неопределенности, но и наметить пути ее уменьшения и повышения качества ГДИС, анализируя и минимизируя погрешности тех измеряемых параметров, которые вносят наибольший вклад в итоговую погрешность. К методам минимизации неопределенности целевого параметра контроля можно отнести:

- 1) уменьшение погрешности средств измерения, путем применения дорогостоящих приборов прецизионного класса, что, впрочем, ведет к повышению стоимости получаемой информации а, следовательно, не целесообразно для контроля разработки трудноизвлекаемых запасов;
- 2) строгое соблюдение технологических ограничений при конкретных исследованиях скважин и пластов, обоснованных теоретическими предпосылками;
- 3) развитие методов контроля, основанных на относительных изменениях целевых контролируемых параметров

во времени при сохранении величины погрешностей измеряемых величин в дискретные моменты времени.

Выводы

1. Существующие в нефтяных компаниях принципы оценки качества исследований скважин носят субъективный характер, что не позволяет однозначно ранжировать получаемые (замеренные и расчетные) параметры продуктивных пластов и скважин по их ценности и дифференциации возможностей использования для решения конкретных практических задач.

2. Объективным критерием оценки качества информации, получаемой промысловыми исследованиями и методами ГДИС, является погрешность (точность) определяемых параметров.

3. Для достижения высокого качества гидродинамических исследований скважин и минимизации погрешности результатов необходимо соблюдение теоретически обоснованных технологий ГДИС, минимизация косвенных (модельных) параметров и максимальное использование прямых измерений скважинными приборами.

Литература

1. Шагиев Р.Р. Актуальные потребности отрасли в развитии компетенций для решения перспективных задач разработки месторождений ТрИЗ // Геология и недропользование. 2022. № 1. С. 152–156.
2. Федоров В.Н. Контроль разработки газонефтяных месторождений методами гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга // Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: Материалы XI научно-технической конференции, 15–17 мая 2012 г. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. С. 9–12.

3. РМГ 61-2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки. М.: Стандартинформ, 2007. 42 с.
4. Сенашова М.Ю. Оценки погрешностей вычисления сложной функции многих переменных и ее градиента // Сибирский журнал вычислительной математики. 2007. Т. 10, № 1. С. 77–88.

Approaches to assessing the quality and reliability of the results of hydrodynamic well testing in outsourcing conditions

V.N. Fedorov*, V.M. Meshkov
Bashneft-Petrotest LLC, Ufa, Russia
E-mail: *fed_vyach@mail.ru

Abstract. The transition of oil companies in the '90s from an internal service for monitoring the development of oil and gas fields to outsourcing revealed the problem of an objective assessment, necessity and sufficiency of the obtained information on the parameters of productive formations. Known methods of analysis of the results of hydrodynamic well testing are based on subjective criteria, which hinders the development of research methods and technologies. The results of a statistical survey of oil and gas industry professionals in Russia, which showed the need to develop an objective system for assessing the quality of the results of hydrodynamic well testing, are analyzed. The authors consider an approach to the formation of a quality assessment system based on an objective criterion – the error of measuring instruments for the physical quantities of technological parameters, the uncertainty of calculation models for indirect measurements and ambiguity of the results when solving the inverse problems of underground hydrodynamics of productive oil and gas reservoirs.

Keywords: well testing, hydrodynamics, quality, authenticity, error, quality criterion, quality indicators, productivity factor, bottomhole pressure, reservoir pressure.

Citation: Fedorov V.N., Meshkov V.M. Approaches to assessing the quality and reliability of the results of hydrodynamic well testing in outsourcing conditions // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 112–126. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8> (In Russ.).

References

1. Shagiev R.R. Actual needs of the industry in the development of competencies to solve promising problems of development of HRR deposits // Geology and Subsoil Use. 2022. No. 1. P. 152–156. (In Russ.).
2. Fedorov V.N. Control of the development of gas-oil fields by methods of hydrodynamic studies of wells in outsourcing conditions // Monitoring of the Development of Oil and Gas Fields: Exploration and Production: Proceedings of the 11th Scientific and Technical Conference, 15–17 May 2012. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2012. P. 9–12. (In Russ.).
3. RMG 61-2003. State system for ensuring the uniformity of measurements. Accuracy, trueness and precision measures of the procedures for quantitative chemical analysis. Methods of determination. Moscow: Standartinform, 2007. 42 p. (In Russ.).
4. Senashova M.Yu. Error estimation of computing a multivariable function and its gradient // Siberian Journal of Numerical Mathematics. 2007. Vol. 10, No. 1. P. 77–88. (In Russ.).

Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией

В.А. Мажар, А.А. Ридель*, М.В. Колесников, Е.С. Пахомов, А.С. Зыков
ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия
E-mail: *Ridel.AA@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы исследований и интерпретации данных по скважинам со сложным заканчиванием: горизонтальным, горизонтальным-многоствольным, горизонтальным с многостадийным гидроразрывом пласта, пробуренным по технологии «fishbone», многосекционным.

Приведены примеры комплексного подхода к решению задач разработки месторождений углеводородов с учетом данных гидродинамических и промыслового-геофизических исследований.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, горизонтальные-многоствольные скважины, технология «fishbone», производная кривой восстановления давления, гидродинамические исследования скважин, промыслового-геофизические исследования скважин, фильтрационные потоки.

Для цитирования: Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В., Пахомов Е.С., Зыков А.С. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>

В настоящее время разработка месторождений углеводородов в большей части выполняется скважинами сложных конструкций: горизонтальными, многосекционными, горизонтальными-многоствольными, горизонтальными с многостадийным гидродинамическим разрывом пласта (МГРП), пробуренными по технологии «fishbone».

На рис. 1 представлены примеры современных сеток разбуренных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Следует учесть, что сложные конструкции скважин «появляются» уже на стадии опытно-промышленных работ и даже на этапе проведения разведки месторождений.

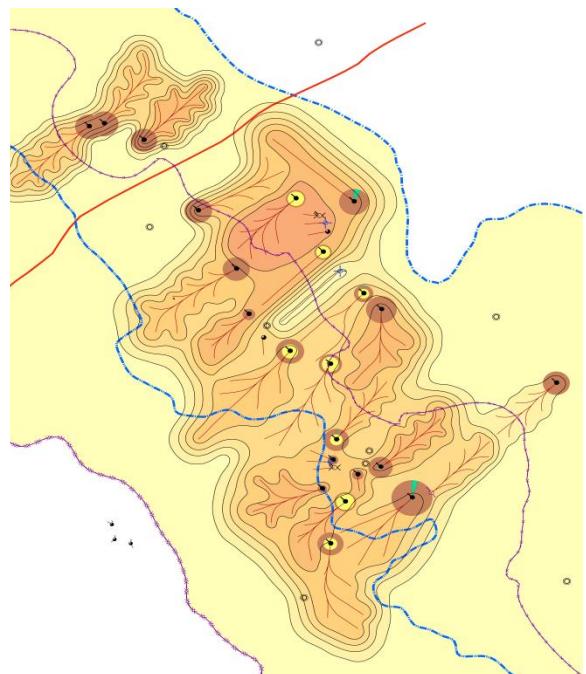


Рис. 1. Примеры сеток скважин для новых месторождений

При исследовании таких скважин вместе с определением фильтрационных свойств коллекторов, контролем пластового давления Рпл и состояния призабойной зоны пласта встают задачи определения работающих интервалов горизонтальных стволов скважин, а также количества и качества «работающих» трещин МГРП.

Решение этих вопросов требует комплексного подхода. Использование метода спектральной шумометрии при промыслово-геофизических исследованиях позволяет с высокой точностью диагностировать работающие интервалы даже в низкодебитных скважинах. Внедрение термогидродинамических симуляторов дает возможность проводить оценку профиля притока для многокомпонентного состава [1, 2].

Следует остановиться на применении систем долговременного стационарного геомониторинга с помощью цифровых онлайн-систем оптоволоконного температурного мониторинга (DTS – distributed temperature sensor). Опытно-промышленные работы по реализации на нефтяных и газовых скважинах глубинных перманентных дистанционных систем температурного и акустического (DAS – distributed acoustic sensor) мониторинга в компании «Газпром нефть» начаты еще в 2012 г. [3].

Как правило, все скважины эксплуатируются или отрабатываются в опытно-промышленный период насосными установками, замеры давления производятся на приеме насоса. При спуске насосов в кровлю продуктивного пласта имеется возможность постоянно контролировать забойное давление в режиме реального времени практически в интервале перфорации.

Имея длительный период фиксации данных по изменению забойных давлений (Рзаб) и дебитов (Q) по горизонтальным скважинам, на графике производной давления, как правило, можно диагностировать линейные и «псевдорадиальные» фильтрационные потоки, что позволяет выполнить не только оценку фильтрационных свойств пласта, но и дает возможность уточнить работающую длину горизонтального ствола [4].

Факторами, которые могут исказить данную систему потоков полностью или частично, могут являться:

- не соответствующие требуемым условиям технические характеристики измерительного оборудования,
- удаленность точки замера от верхних дыр перфорации,
- достаточно длительный эффект влияния ствола скважины (большой объем сжатия).

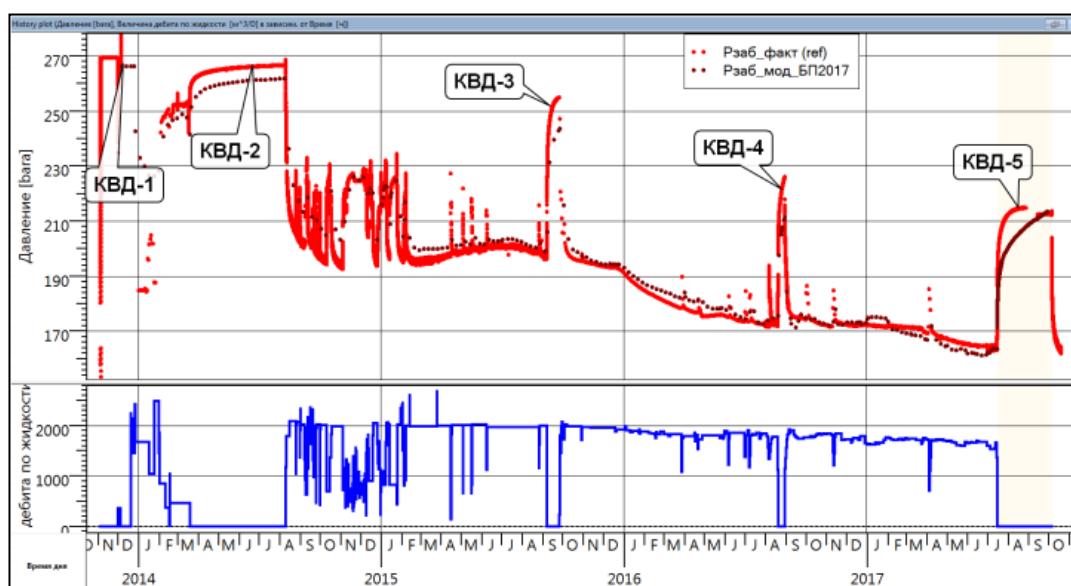
При введении в разработку насыщенных залежей эффект влияния ствола скважины может вносить и вносит существенную неопределенность в истинную модель фильтрации в скважине, вплоть до полного искажения данных из-за длительных фазовых перераспределений в стволе скважины, когда скважина работает со «вспененным» флюидом. После остановки скважины происходит осаждение флюида ниже глубины установки регистрирующего оборудования, что влечет невозможность интерпретации получаемых данных.

Дополнительным осложнением может стать ошибка при интерпретации свойств флюида, так как отобранные пробы могут быть некондиционными, а также определяемыми по некорректно заданными интерпретатором PVT-зависимостям.

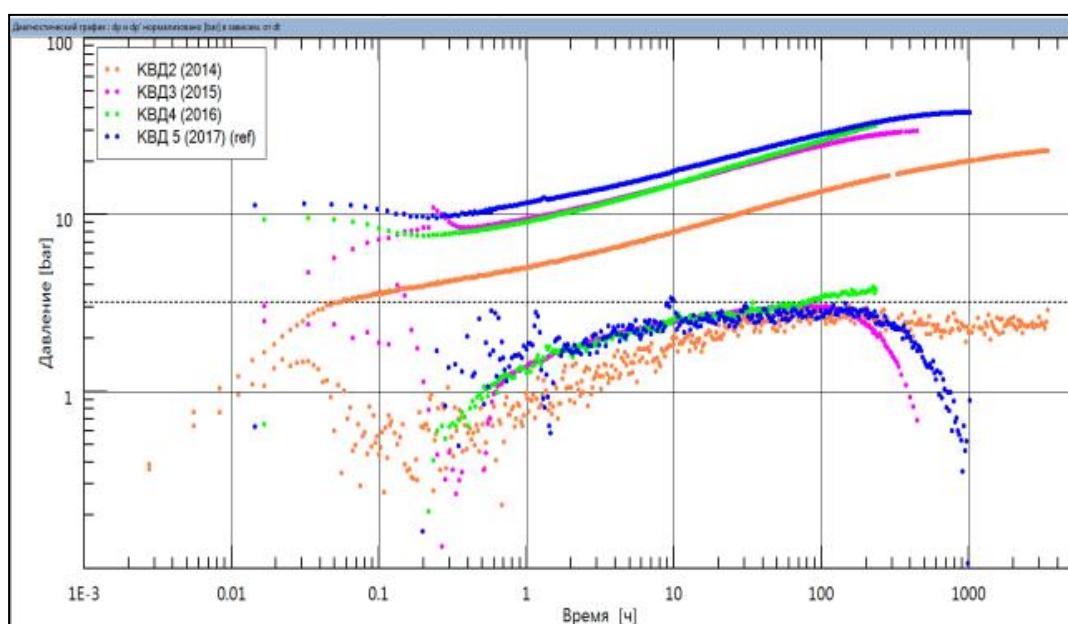
При этом необходимо учитывать, что при плотной сетке работающих скважин, наличии газовой шапки, активной водонасыщенной части пласта и сложном геологическом строении объекта данные «концевые эффекты» зачастую могут перекрывать «псевдорадиальный» и даже линейный фильтрационные

потоки, отражающиеся на кривых восстановления давления (КВД), см. рис. 2, что выражается в искажении производной давления:

- загибы вниз (модель постоянного давления),
- увеличение подъема производной (модель непроницаемых разломов) [5].



а



б

Рис. 2. Концевые эффекты исследуемой скважины:
а – график изменения давления и дебита жидкости;
б – биологарифмический график циклов КВД 2,3,4,5

На некоторых месторождениях встречаются горизонтальные скважины, где практически отсутствуют линейные фильтрационные потоки. Возможно, это связано с тем, что основной приток – 80–90% и более – дают отдельные интервалы (высокопроницаемые, либо трещиноватые), остальной горизонтальный ствол работает минимально, что отражается на производной давления, приближая ее к отдельным точкам работы.

При проведении промыслового-геофизических исследований (ПГИ) в горизонтальных скважинах, эти данные анализируются [6], и, как правило, с работающей длиной горизонтального ствола (L_{CKB}), определенной ПГИ, уточняются остальные параметры:

- коэффициент проницаемости – K_{pr} ,
 - коэффициент анизотропии – Kz/Kr ,
 - скин-фактор загрязнения – S_{mex}
- (табл. 1, рис. 3).

Таблица 1
Результаты расчетов

K_{pr}		L_{CKB}	S_{mex}	Kz/Kr	Примечание
10	ПГИ	943,9	1,5	0,01	совмещение плохого качества
			1,8	0,03	
			2,2	0,5	
			2,3	1	
				0,0005	
5	ПГИ	943,9	0,2	0,01	совмещение среднего качества
			0,55	0,03	
			0,9	0,5	
			1	1	
				0,0005	
3	ПГИ	943,9	0,3	0,01	совмещение хорошего качества
			0,1	0,03	
			0,5	0,5	
			0,6	1	
				0,0005	

В данном случае работающая длина, по результатам ПГИ, принимается как наиболее достоверно определенная, по наилучшему совмещению фактических и модельных

кривых, определяется наиболее достоверный набор параметров или вероятностный диапазон их изменения.

Анализируя статистические данные результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и ПГИ, можно сказать, что рассчитанная работающая длина практически всегда несколько меньше эффективной пробуренной и составляет приблизительно 60% по ГДИС и 75% по ПГИ.

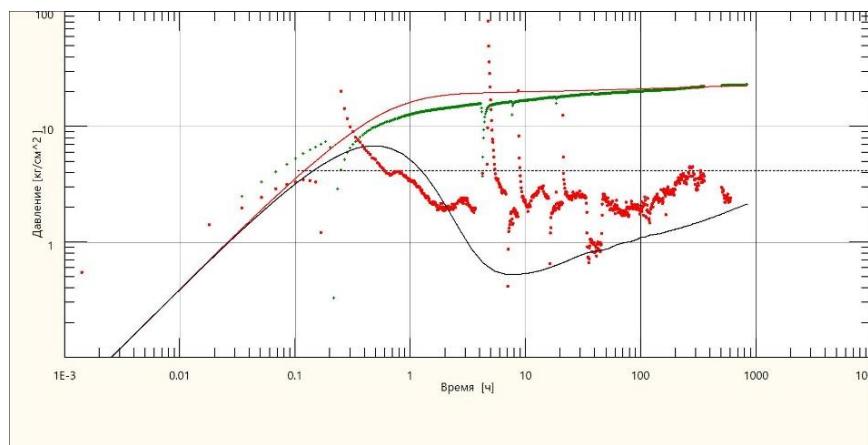
При отсутствии ПГИ для количественной оценки диапазона изменения данных параметров обычно выполняется серия расчетов при равновероятностном решении каждого из них.

При интерпретации результатов исследования в качестве граничных условий взаимовлияющих параметров служат следующие характеристики:

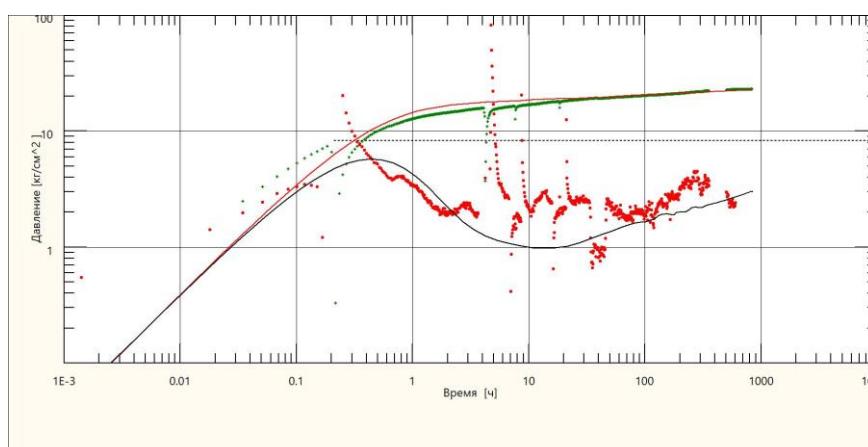
- максимальное значение анизотропии не должно превышать единицы;
- значение механического скин-фактора не должно быть меньше нуля;
- эффективная длина горизонтального ствола не должна превышать фактическую эффективную длину проходки [7].

Используемый подход позволяет получить возможный диапазон изменения взаимовлияющих параметров, рассчитанных при интерпретации ГДИС.

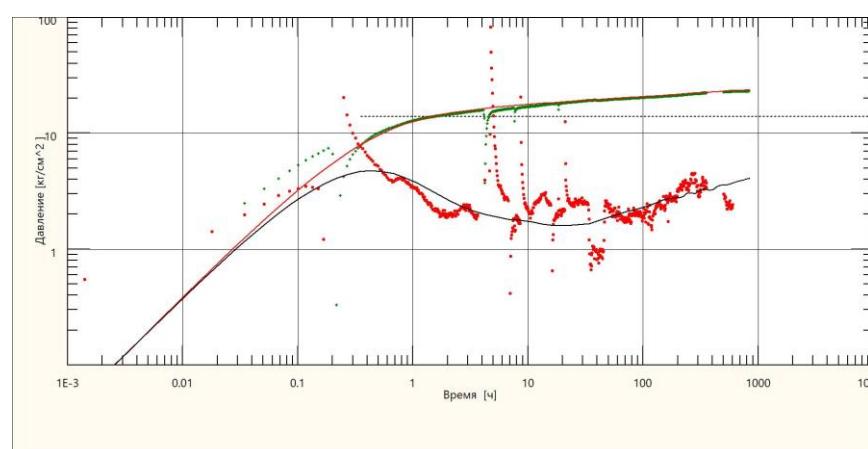
В горизонтальных скважинах с МГРП оценить параметры пласта и количество «работающих» трещин труднее, поскольку система потоков более сложная и получение «псевдорадиального» режима – когда скважина с трещинами становится аналогом вертикальной скважины, т.е. превращается в точку – может значительно отодвигаться по времени, а также увеличивается количество расчетных параметров [8, 9].



а



б



в

Рис. 3. Многовариантная интерпретация исследуемой горизонтальной скважины:
а – билогарифмический график КВД с совмещением при $K_{pr}=10 \text{ мД}$, $S_{mex}=+1,8$;
б – билогарифмический график КВД с совмещением при $K_{pr}=5 \text{ мД}$, $S_{mex}=+0,55$;
в – билогарифмический график КВД с совмещением при $K_{pr}=3 \text{ мД}$, $S_{mex}=+0,1$

Проводя гидродинамические исследования горизонтальных скважин с МГРП, теоретически предполагается возможность возникновения «раннего радиального» режима (первой горизонтальной полки). Это соответствует установлению данного режима вокруг каждой трещины. Оценку проницаемости, определяемой по «псевдорадиальному» режиму, который формируется во всей системе «ствол–трещины» (при недостаточной длительности исследования), на качественном уровне можно получить путем деления значения проницаемости при «раннем радиальном» режиме на количество работающих трещин. Моделированные кривые по скважине с МГРП представлены на рис. 4, где наблюдаются первая и вторая стабилизации производной давления, соответствующие «раннему радиальному» и «псевдорадиальному» режимам.

Оценка профиля притока в скважинах с МГРП – достаточно сложная задача: на качественном уровне интервалы притока диагностируются хорошо, однако, поинтервальная количественная оценка требует усложненных моделей термосимуляторов, описывающих движение флюида по трещинам ГРП [1, 2, 9].

На рис. 5 показана скважина с МГРП, на производной кривой восстановления давления наблюдается падение производной, что интерпретируется как наличие границы «постоянного давления». По скважине выполнено несколько ГДИ, с разницей в два года, при этом установлено значительное снижение дебита и пластового давления, а форма производной и определенная модель фильтрации одинаковы. По результатам промыслового-геофизических исследований отмечается интенсивный прорыв газа через

порт ГРП № 6. В интервале притока в статическом и динамическом режимах формируется контрастная аномалия охлаждения. По показаниям распределенных датчиков влагометрии в динамике выше порта № 6 регистрируется увеличение легкой компоненты в стволе скважины. С учетом влияния восходящей траектории на объемное содержание легкой компоненты в стволе скважины, можно сделать вывод о значительном притоке газа выше указанного интервала [10]. Фактор локального прорыва газа подтверждается проведенными ГДИ. Работа портов ГРП в «носочной» части скважины преимущественно выделяется по данным спектральной шумометрии: ввиду незначительного вклада в общий дебит аномалии притока на термограмме не формируются.

Результаты ПГИ (см. рис. 5д) позволили определить порт (№ 6), который обеспечивает основную долю притока газа и тем самым настроить динамику газонефтяного фактора посредством распространения трещины ГРП по портам, эти результаты учтены в гидродинамической модели (приток газа по трещине порта № 6).

Сложная траектория ствола, конструкция заканчивания могут приводить к появлению в стволе застойных зон и ловушек для воды и газа. Неравномерное заполнение ствола скважины многофазным флюидом в совокупности со слабым дебитом жидкости позволяют диагностировать только аномальные притоки, доля которых в суммарных дебитах преобладает [10]. Интервалы пласта, характеризующиеся слабой работой, диагностируются преимущественно по показаниям спектральной шумометрии.

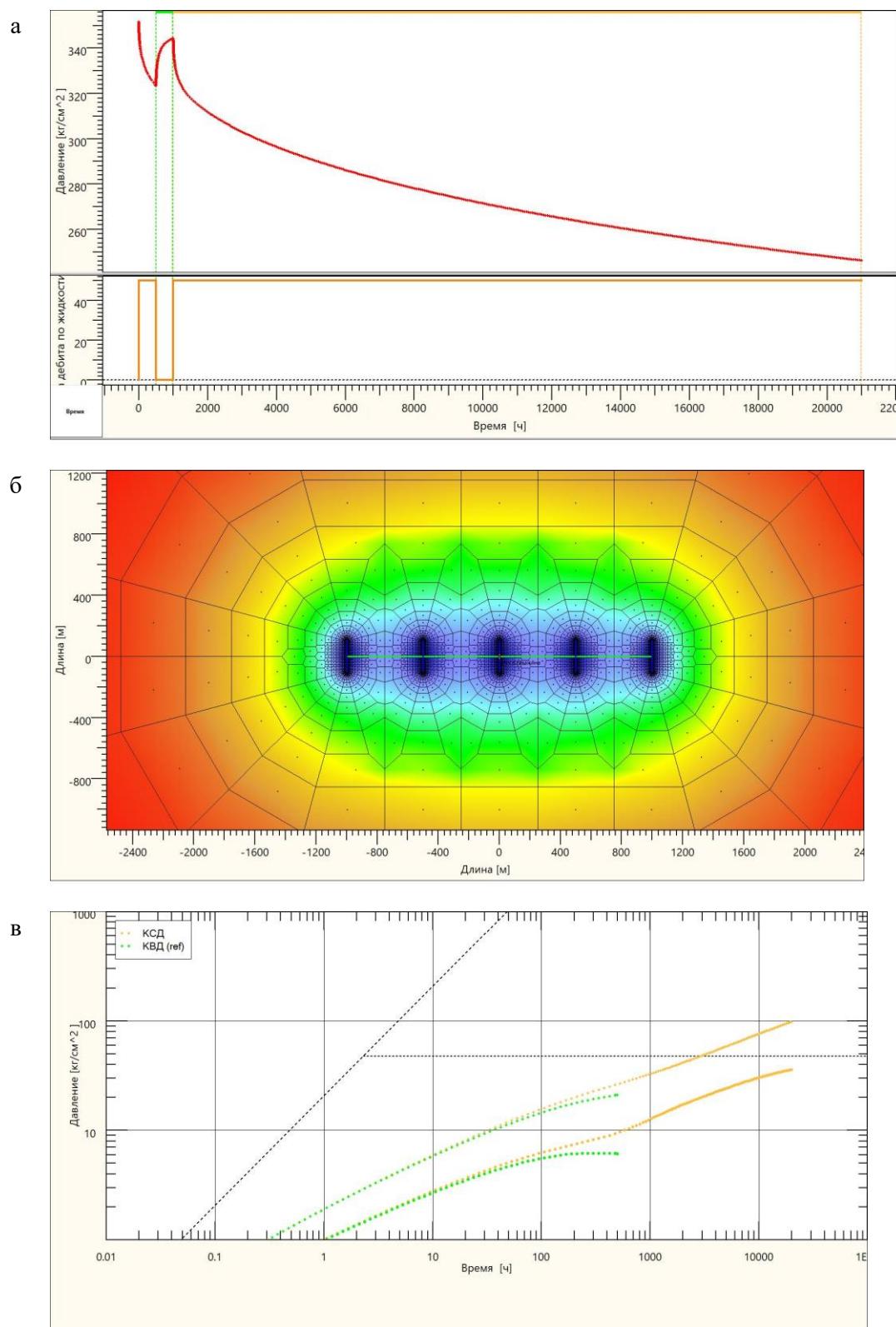


Рис. 4. Модельные кривые скважины с МГРП:
а – график изменения давления и дебита жидкости;
б – фрагмент изменения поля давления при работе скважины с МГРП;
в – билогарифмический график кривой стабилизации (КСД) и восстановления (КВД) давления

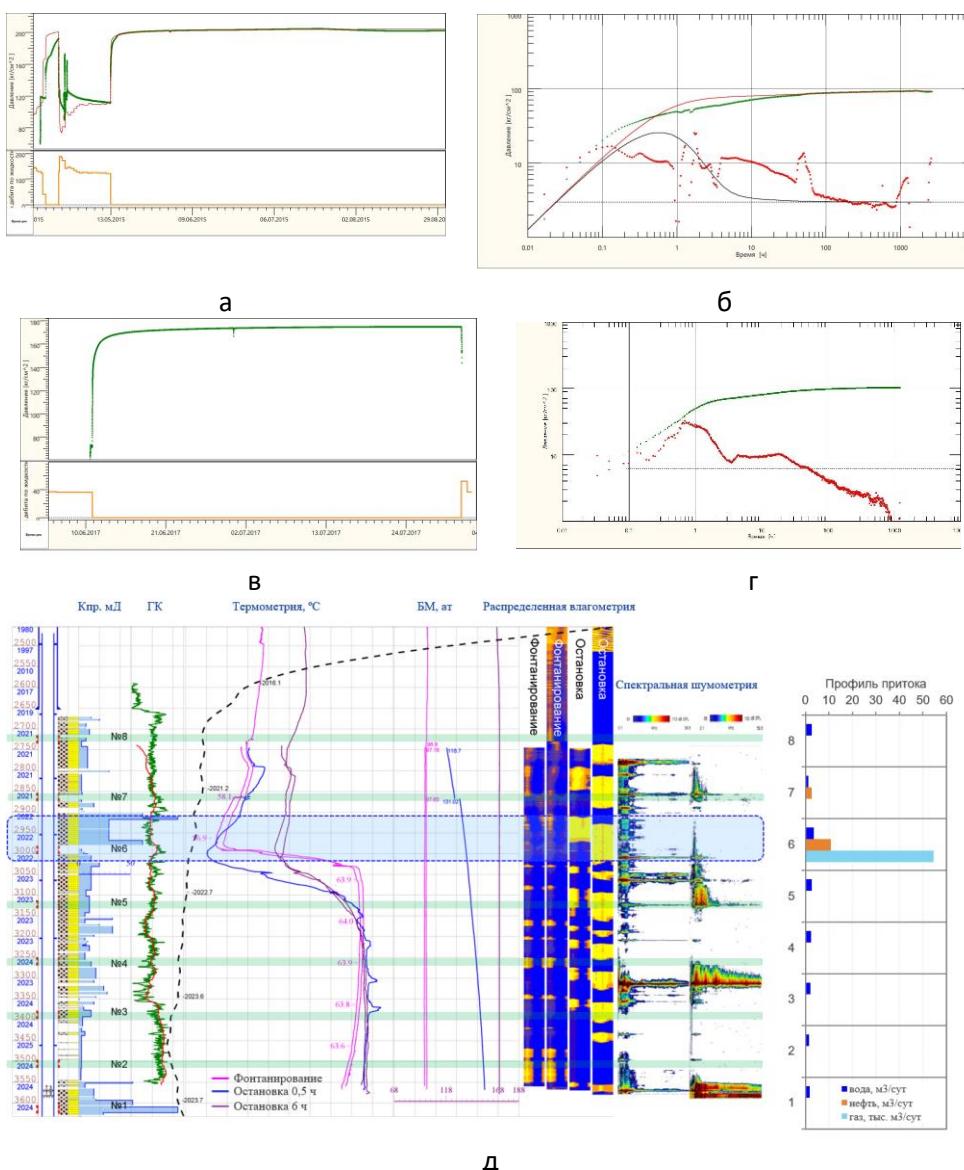


Рис. 5. Сопоставление результатов ГДИС и ПГИ исследуемого объекта:
 а – график изменения давления и дебита жидкости (исследование 2015 г.);
 б – билогарифмический график КВД 1,2, выполненных в 2015 г.;
 в – график изменения давления и дебита жидкости (исследование 2017 г.);
 г – билогарифмический график КВД, выполненного в 2017 г.;

д – планшет с результатами промыслового-геофизических исследований (2017 г.)

В заключение необходимо отметить, что при проведении гидродинамических исследований в горизонтальных, многоствольных скважинах, горизонтальных скважинах с МГРП, скважинах, пробуренных по технологии «fishbone» имеется возможность по линейным фильтрационным потокам выполнять оценки работающих горизонтальных длин, принимая их как наиболее

эффективные работающие стволы.

Комплексный подход к проведению гидродинамических и промыслового-геофизических исследований в скважинах позволяет снизить диапазоны неопределенности рассчитываемых параметров работы пласта и является качественной основой для принятия решений по выбору оптимальных подходов к разработке объектов.

С многосекционными скважинами все намного сложнее и требует обновления применяемого программного обеспечения, создания палеток на основе численных моделей и т. д.

Рекомендуется:

– для получения более однозначной информации о проницаемости объекта целесообразно бурить «пилотные» скважины и проводить исследования в них;

– на скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта предусмотреть возможность исследования после получения первой трещины, тем самым сокращая время выхода на «псевдорадиальный» режим фильтрации и увеличивая вероятность достоверной оценки фильтрационно-емкостных свойств;

– там, где существует риск искажения данных за счет фазовых процессов в стволе скважины и имеет место высокий коэффициент влияния ствола скважины, прорабатывать возможность применения компоновок хвостовиков с датчиками непрерывной регистрации давления, с установкой в непосредственной близости к пласту, использования компоновок с закрытием на забое и струйных насосов.

Детальное планирование исследований, качественное техническое/технологическое сопровождение и получаемые методические результаты позволяют повысить эффективность эксплуатации нефтегазовых месторождений и оптимизировать процессы разработки.

Литература

1. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р. и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // PROнефть. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7, № 1. С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
2. Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N. et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181984-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С. и др. Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных стволах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками // PROнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 52–57.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслового-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Том 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 780 с.
6. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая гидродинамика», 2010. 780 с.

7. Баженов Д.Ю., Артамонов А.А., Шорохов А.Н. и др. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 52–55.
8. Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I. Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. 18 p. <https://doi.org/10.2118/161970-MS>
9. Valiullin R., Sharafutdinov R., Ramazanov A. et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. 22 p. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>
10. Valiullin R., Sharafutdinov R., Yarullin R. et al. Features of thermo-hydrodynamic processes in horizontal wells with variable trajectory // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182089-MS. 19 p. <https://doi.org/10.2118/182089-MS>

The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells

V.A. Mazhar, A.A. Ridel*, M.V. Kolesnikov, E.S. Pakhomov, A.S. Zykov

Gazpromneft Science & Technology Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: *Ridel.AA@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. The article examines the issues of the research and data interpretation in complex completion wells: horizontal, horizontal multi-hole, horizontal with multistage hydraulic fracturing, with fishbone drilling, multi-section.

It presents the examples of an integrated approach to solving the tasks of hydrocarbon field development due to the data of hydrodynamic and field geophysical surveys.

Keywords: horizontal wells, horizontal multi-hole wells, fishbone, pressure derivative, hydrodynamic surveys, production logging tests, filtration flows.

Citation: *Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Pakhomov E.S., Zykov A.S. The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9> (In Russ.).*

References

1. *Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R. et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies // PROneft. Professionally about Oil. 2022. Vol. 7, No. 1. P. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109> (In Russ.).*
2. *Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N. et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181984-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>*
3. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S. et al. Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance // PROneft. Professionally about Oil. 2021. Vol. 6, No. 4. P. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91> (In Russ.).*
4. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N. Modern well-test technologies and rise of their importance for field development // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2009. No. 5. P. 52–57. (In Russ.).*
5. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 780 p. (In Russ.).*
6. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. Moscow: R&C Dynamics, 2010. 780 p. (In Russ.).*
7. *Bazhenov D.Yu., Artamonov A.A., Shorohov A.N. et al. Integration of the results of well test analysis and production log tests studies on the example of an oil-gas-condensate field of Gazprom Neft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 12. P. 52–55. (In Russ.).*
8. *Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I. Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical*

Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. 18 p.
<https://doi.org/10.2118/161970-MS>

9. *Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh.* et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. 22 p. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>

10. *Valiullin R., Sharafutdinov R., Yarullin R.* et al. Features of thermo-hydrodynamic processes in horizontal wells with variable trajectory // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182089-MS. 19 p. <https://doi.org/10.2118/182089-MS>

Особенности гидродинамических исследований скважин в открытом стволе на примере шельфовых месторождений

К.Г. Каган

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Волгограде, Россия
E-mail: Kirill.Kagan@lukoil.com

Аннотация. Освоение шельфовых месторождений нефти и газа сегодня – это малое число разведочных скважин и отсутствие этапа опытно-промышленных работ.

В работе предлагаются новые подходы к проведению, обработке и интерпретации результатов испытаний в открытом стволе скважины, позволяющие в режиме реального времени оценивать характер насыщения коллекторов, диагностировать геологические и гидродинамические параметры залежи и промышленную значимость объектов исследования.

Ключевые слова: гидродинамический каротаж, опробование скважин, опробователь пласта на кабеле, продуктивность, подвижность, дебит.

Для цитирования: Каган К.Г. Особенности гидродинамических исследований скважин в открытом стволе на примере шельфовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 139–152. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art10>

Гидродинамические исследования скважин в открытом стволе на сегодняшний день являются самым востребованным методом, позволяющим в режиме реального времени получать информацию о наличии коллектора по разрезу скважины и характере его насыщения [1]. Подходы к обработке и интерпретации результатов гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов на кабеле (ОПК) нуждаются в постоянной модернизации и доработке для расширения информативности экспресс-методов.

Для оценки коллекторов используются:

- описание кернового материала;
- данные интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС);

– результаты гидродинамического каротажа и опробования пласта на кабеле [1].

Применение этих методов позволяет получать только часть информации об испытанных интервалах. Решение проблем низкой информативности результатов испытания скважин в открытом стволе возможно с помощью применения современных приборов на кабеле и развития методов оперативной обработки получаемой информации.

Использование модульного испытателя пластов в скважинах на стадии поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений обеспечивает оперативность и достоверность информации о наличии продуктивных коллекторов [1, 2].

Гидродинамический каротаж и опробование пластов на кабеле, выполняемые современной высокотехнологичной аппаратурой, позволяют решать широкий круг задач:

- возможность получения притоков пластового флюида (коллектор/неколлектор);
- определение характера насыщения;
- установление положения межфлюидальных контактов;
- оценка пластового давления, построение градиентов давления;
- выявление гидродинамической сообщаемости/разобщенности неразрабатываемых залежей по комплексному анализу градиентов и профилей давления в нескольких скважинах;
- расчет подвижности пластового флюида, определение профиля проницаемости по разрезу;
- оценка коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости по результатам «мини-DST» с модулем двойного пакера (изменение депрессии в процессе опробования для построения индикаторных кривых,

регистрация кривой восстановления давления (КВД) на конечном этапе опробования);

– определение анизотропии проницаемости (оценка вертикальной и горизонтальной проницаемости);

– отбор представительных PVT-проб пластового флюида для последующего анализа свойств.

Решение перечисленных задач стало возможным благодаря разработке автором новых подходов к технологии испытания. Основы предложенных аспектов вошли в «Методику диагностики продуктивных пластов нижнего мела Ракушечного вала по данным ГИС, ГДИ, ГДК, керна и PVT-анализа пластовых флюидов для оценки запасов промышленной категории», которая была защищена в ФБУ «ГКЗ» в апреле 2012 года (протокол ЭТС ФБУ «ГКЗ» от 19.04.2012 г.) [1, 3].

Опыт научно-методического сопровождения, обработки и интерпретации результатов гидродинамических испытаний (ГДИ) в открытом стволе у автора статьи весьма обширен (рис. 1) и насчитывает более 100 объектов испытаний (нефтяные, газоконденсатные, водяные).

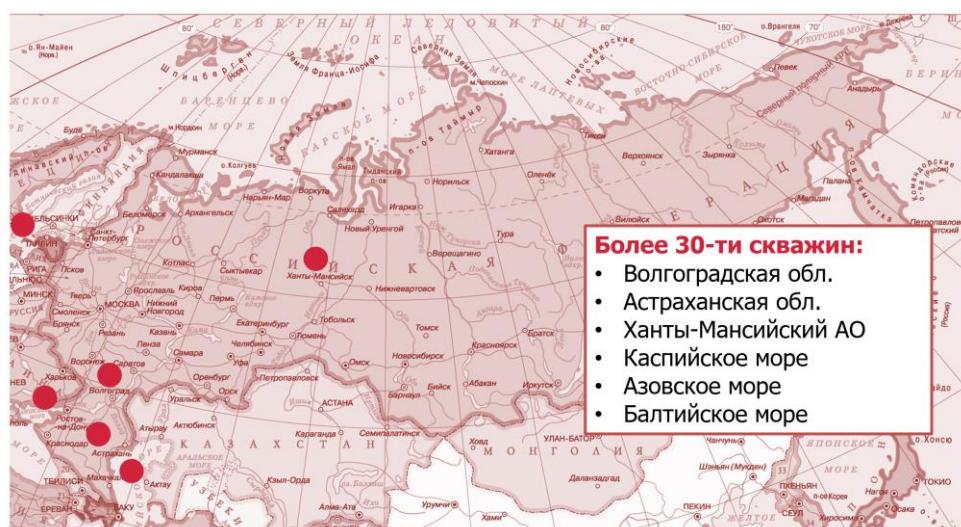


Рис. 1. Расположение объектов авторского научно-методического сопровождения ГДК и ОПК

Исследования пластов в открытом стволе выполняются с помощью модульных динамических испытателей пластов методом MDT (Modular Formation Dynamics Tester) на кабеле и на трубах в комплектации (табл. 1, рис. 2):

- с прижимным зондом – точечные замеры пластового давления, подвижности и температуры;
- с двойным пакером – интервальные исследования, мини-DST (Drill Stem Test – испытание пластов на трубах), минигидроразрыв пласта [1];
- с радиальным зондом – исследования с увеличенным радиусом дренирования (до 500 м).

При выполнении MDT-исследований с прижимными зондами первоначально оценивается наличие коллекторов в тех или иных отложениях (путем проведения замеров давления по разрезу).

Для проведения исследований с двухпакерным модулем в заданной точке производится изоляция интервала исследования двумя резинополимерными пакерами. После замера происходит распакеровка интервала и прибор перемещается на следующую плановую глубину. Изолируемый интервал обычно составляет 1 метр, но может быть увеличен до 3–4 метров [1].

Таблица 1

Модули контакта с пластом

Назначение	Прижимной зонд	Двойной пакер	Радиальный зонд
ГДК – замер давления и температуры, оценка подвижности флюида; градиент пластового давления	Да	Да	Да
ОПК – опробование пластов: идентификация типа флюида и отбор проб	Да, при $\mu > 7-10 \text{ мД/сП}$	Да	Да
Интервальные испытания: ИД и КВД (проницаемость, скрин-фактор, нач. Рпл, продуктивность). Специальное ГДК	Да	Да	Да
Стресс-тесты (микро-ГРП) – мех. свойства пласта	Нет	Да	Нет
Условия применения (ограничения), преимущества	<ul style="list-style-type: none"> – Быстрая очистка пластового флюида – $\mu > 7-10 \text{ мД/сП}$ – Точечный замер (высокое вертикальное разрешение) 	<ul style="list-style-type: none"> – $\mu > 0,3 \text{ мД/сП}$ – Трещиноватые породы – Кавернозные породы – Несцементированные породы – Высоковязкие нефти 	<ul style="list-style-type: none"> – Работает в условиях, аналогичных применимости ДП – Быстрая установка – Быстрая очистка до пластового флюида

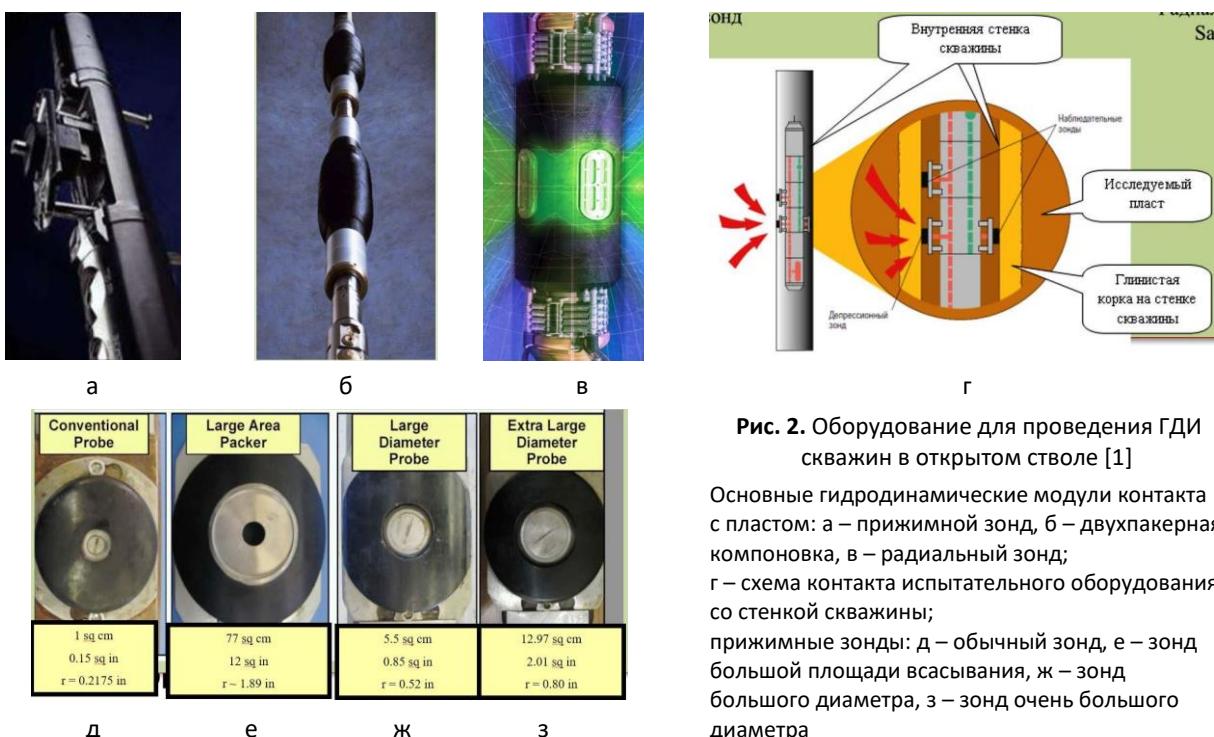


Рис. 2. Оборудование для проведения ГДИ скважин в открытом стволе [1]

Основные гидродинамические модули контакта с пластом: а – прижимной зонд, б – двухпакерная компоновка, в – радиальный зонд; г – схема контакта испытательного оборудования со стенкой скважины; прижимные зонды: д – обычный зонд, е – зонд большой площади всасывания, ж – зонд большого диаметра, з – зонд очень большого диаметра

Благодаря возможности откачки флюида в пробоотборные камеры или просто в скважину при помощи глубинного насоса, а также с использованием модуля двойного пакера, можно провести интервальные исследования на неустановившихся режимах притока (мини-DST – аналог исследования испытателем пластов на трубах). Такая компоновка позволяет в определенной мере заменить стандартный пластоиспытатель на трубах и, как следствие, значительно снизить продолжительность испытаний [4]. Особую ценность это представляет для дорогостоящего морского бурения.

Необходимо отметить, что решение таких задач, как оценка контура питания и определение границ пласта, являющихся обязательными при исследованиях стандартными гидродинамическими методами, как правило, не являются первостепенными для исследований, проводимых с помощью ГДК и ОПК, их решение требует значительных затрат времени. Однако можно производить отбор проб пластовых флюидов для PVT-анализа, а

также, в большинстве случаев, оценить горизонтальную и вертикальную проницаемости.

Исследование с использованием модуля двойного пакера позволяет в некоторых случаях оценить фильтрационные свойства пласта в радиусе до нескольких десятков метров с регистрацией КВД, продолжительностью от десятков минут до нескольких часов.

На основании анализа возможностей современного оборудования и технических особенностей работы компоновок ГДК–ОПК, автором сделан вывод, что для решения основной задачи бурения поисковых скважин – оценки ресурсов углеводородов – необходимо проведение исследований в достаточных объемах различными компоновками испытателей пластов на кабеле и на трубах, чтобы определить достоверные величины коэффициентов продуктивности, гидропроводности, пьезопроводности, начальных пластовых давлений и температур продуктивных пластов [1].

В результате была предложена градация методов ГДК-ОПК в виде стандартного и специального комплексов,

которые отличаются целями, параметрами и особенностями проведения исследований (рис. 3).



Рис. 3. Градации и особенности методов ГДК-ОПК

Стандартный комплекс ГДК включает в себя оценку пластового давления и продуктивности в каждой точке замера [5].

Замеры пластового давления прибором MDT осуществляются с применением прижимного зонда, двухпакерной компоновки и радиального зонда. При измерении давления используются одновременно кварцевый и пьезометрический манометры, что позволяет обеспечить контроль качества и повысить надежность прибора [6].

Высокая точность датчиков давления и небольшая продолжительность замера на одной точке позволяют выполнять значительное количество замеров давления в ходе одной спуско-подъемной операции и, таким образом, производить профилирование пластового давления по разрезу.

Определения пластового давления позволяют подтвердить плотности флюидов в пластовых условиях, а также глубины контактов пластовых флюидов.

Проведенный автором анализ многочисленных испытаний скважин по определению пластовых давлений и температур показал, что оценку величин пластовых давлений в открытом стволе в процессе экспресс-исследования рекомендуется проводить общепринятыми методиками [7], а не принимать за истинную величину последнюю точку кривой восстановления давления (претеста). В связи с этим, конечные точки КВД не всегда лежат на прямой, характеризующей постоянство давления [1].

Проанализировав известные методики оценки продуктивности, был выбран наиболее распространенный и базовый подход к определению продуктивности объекта по уравнению Дюпюи, приведенному к промысловым системам измерения [1, 8]:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P} , \quad (1)$$

где Q – дебит скважины (т/сут);
 ΔP – перепад давления (МПа).

Из выражения (1) можно найти Q :

$$Q = 0,055 \frac{k h}{\mu B} \cdot \frac{\Delta p}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S} ,$$

где k – проницаемость, мД; h – эффективная толщина, м; μ – вязкость флюида, МПа·с; B – объемный коэффициент нефти; Δp – депрессия на пласт, атм; r_e – радиус исследования, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор; Q – дебит, м³/сут [1].

Оценка продуктивных возможностей пласта-коллектора проводилась по результатам обработки КВД с помощью метода идентификации. Суть метода идентификации сводится к построению модели пласта и определению ее параметров по данным «воздействий» на входе и выходе. Для пласта и скважины, которые рассматриваются как объекты идентификации, «воздействие на входе» – дебит скважины $Q(t)$ или приток жидкости к

скважине, а на выходе $P(t)$ – изменение забойного давления [9].

Восстановление давления на забое скважины рассматривается как некий динамический процесс, описываемый в простейшем случае следующим дифференциальным уравнением:

$$T \cdot \frac{d\Delta P(t)}{dt} + \Delta P(t) = C \cdot Q(t) , \quad (2)$$

где C – угловой коэффициент; T – время переходного процесса, ч.

Из уравнения (2) получается интегральная формула для обработки КВД:

$$\frac{\Delta V(t)}{\Delta P(t)} = \frac{1}{C} \cdot \frac{\Delta I(t)}{\Delta P(t)} + \frac{T}{C} , \quad (3)$$

где $\Delta V(t)$ – скорость фильтрации; $\Delta I(t)$ – импульс депрессии; $\eta = C^{-1}$ – коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа.

Для достаточно продолжительных КВД и постоянном начальном дебите в процессе притока уравнение (3) можно упростить:

$$T + \frac{\Delta I(t)}{\Delta P(t)} = C \cdot \frac{Q_0 \cdot t}{\Delta P(t)} , \quad (4)$$

где Q_0 – начальный дебит; t – время.

Выражение (4) представляет собой уравнение прямой в координатах:

$$\left[\frac{Q_0 \cdot t}{\Delta P(t)}, \frac{\Delta I(t)}{\Delta P(t)} \right] .$$

$$\Delta I(t) = \int_0^t [P(t) - P_0] \cdot d\tau ,$$

где P_0 – установившееся забойное давление; τ – условное время.

Таким образом, перестраивая фактические данные замеров давления в указанных координатах, можно определить коэффициент продуктивности η .

Следует отметить, что рассчитываемый методом идентификации коэффициент продуктивности отражает состояние удаленной зоны пласта («естественное» состояние).

На основании оценки продуктивности отдельных интервалов разреза скважины появляется возможность прогнозировать эксплуатационную характеристику всего объекта и по отдельности каждого исследуемого пропластка.

Проинтерпретировав более 1000 замеров КВД в открытом стволе и проведя анализ расчета коэффициента продуктивности, автором был выведен алгоритм определения прогнозного коэффициент продуктивности объекта по ГДК [1].

Сравнительный анализ получаемых величин при помощи нового алгоритма расчета с коэффициентом продуктивности при исследовании скважин в колонне показывает хорошую сходимость (величина погрешности не более 16%) [1, 4–6].

Так как гидродинамические исследования скважин в открытом стволе экспресс-методами позволяют решать более обширные задачи геологоразведки, автором доработаны существующие подходы к проведению, обработке и интерпретации результатов ГДК–ОПК.

Одним из способов модернизации алгоритма ГДК–ОПК исследований и

интерпретации является подход к проведению испытания МДТ с регистрацией дополнительной КВД (примерно от 30 мин до 2 ч) после продолжительной (~5–6 ч) очистки скважины и отбора проб флюидов [4].

Данный подход позволяет определять фильтрационные и коллекторские параметры пласта-резервуара на конкретных глубинах, оценивать состояние призабойной зоны, уточнять начальное пластовое давление.

Основная идея заключается в продолжительном дренировании пласта (~6 ч за счет очистки скважины от бурового раствора и механических примесей перед отбором проб флюида) и дальнейшей регистрации вспомогательной КВД в течение примерно 2 ч (рис. 4).

Как видно из рис. 4, исследование увеличено по продолжительности в несколько раз. Время регистрации КВД варьирует от 20 до 80 мин и контролируется в режиме реального времени путем on-line сопровождения исследования.

Благодаря такому подходу, по графику КВД и ее производной в билогарифмических координатах (рис. 5) после окончания влияния дополнительного притока в ствол скважины и переходных процессов в соответствии с правилом «полтора логарифмцикла», может наблюдаться участок с нулевым уклоном, соответствующий периоду плоскорадиальной фильтрации флюида к забою скважины.

По данному участку КВД в полулогарифмических координатах методом суперпозиции проводится оценка фильтрационных параметров пласта-резервуара, состояния призабойной зоны и величины начального пластового давления (рис. 6) [1].

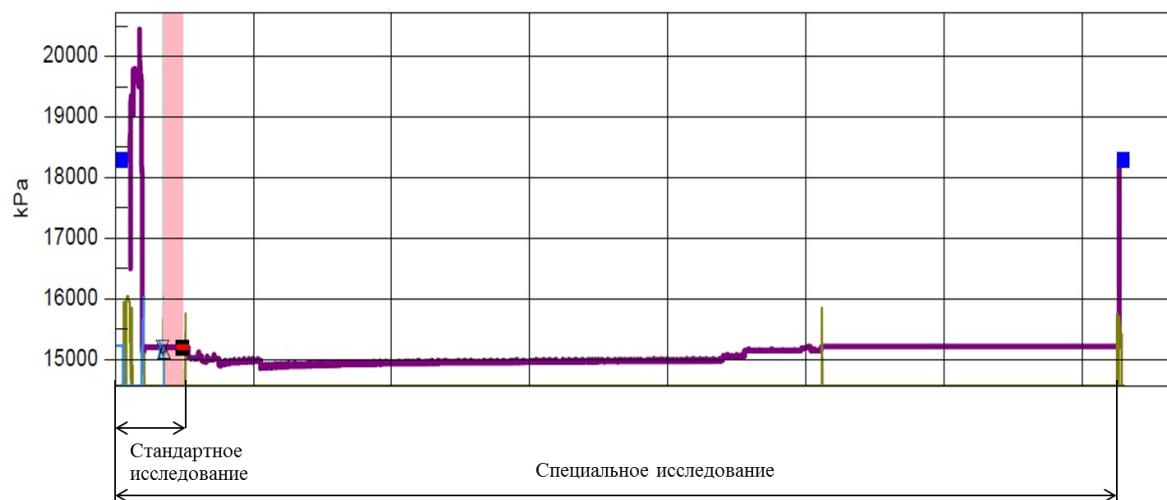


Рис. 4. График давления в процессе стандартного и специального ГДК-исследования скважины [5]

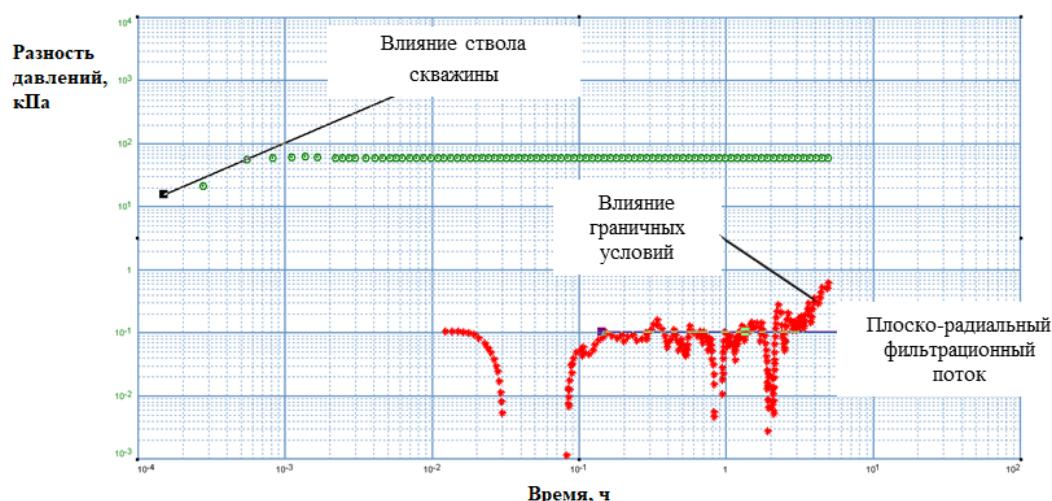


Рис. 5. Диагностический билогарифмический график КВД [5]

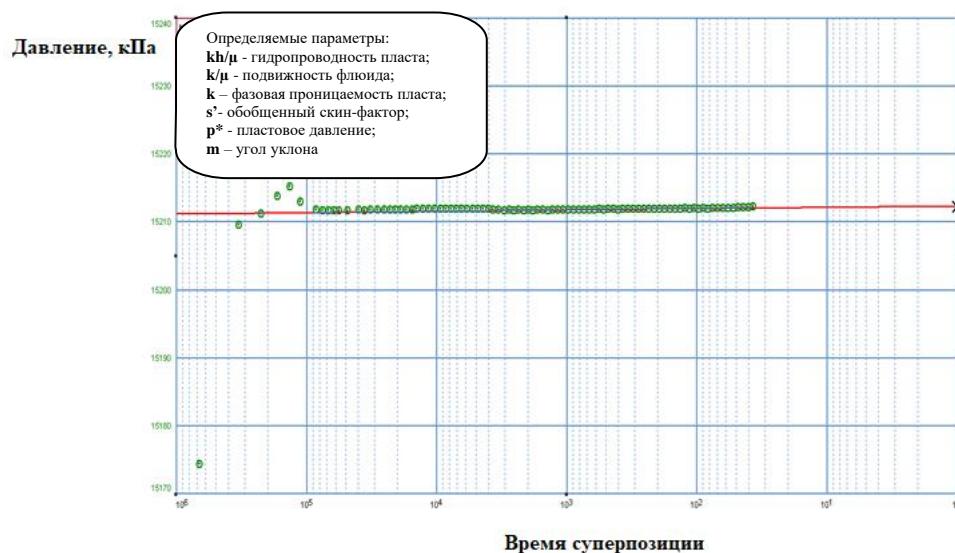


Рис. 6. График обработки КВД методом суперпозиции [5]

Также, при длительных отработках (примерно 4–5 ч) и регистрации КВД (1–2 ч) есть возможность отметить начало проявления граничных условий на диагностическом графике (см. рис. 5).

С помощью предложенного подхода к МДТ-исследованиям значительно расширяется информация о фильтрационно-емкостных свойствах исследуемого интервала [1].

Еще одним способом расширения геологической информативности испытаний

скважин в открытом стволе, предложенным автором и входящим в специальный комплекс исследований, является оценка фактической продуктивности испытанного объекта на каждой глубине ОПК.

Идея сводится к отработке скважины на разных режимах работы насоса [1] при проведении очистки скважины перед отбором проб с последующим построением индикаторной диаграммы и определением начального коэффициента продуктивности (рис. 7, 8).

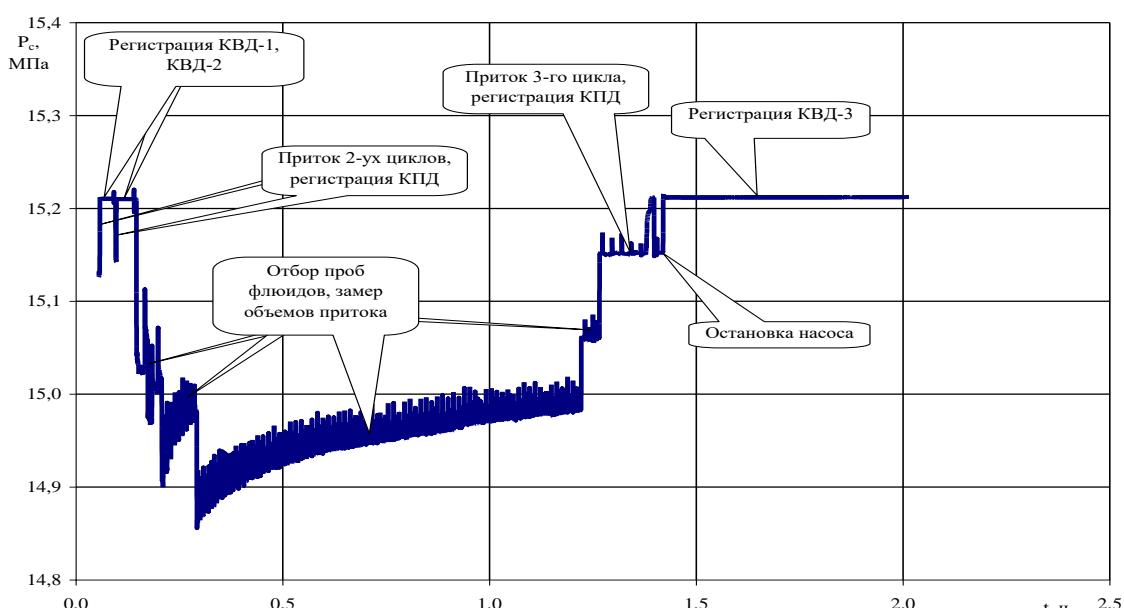


Рис. 7. График отработки скважины на разных режимах работы насоса [1]

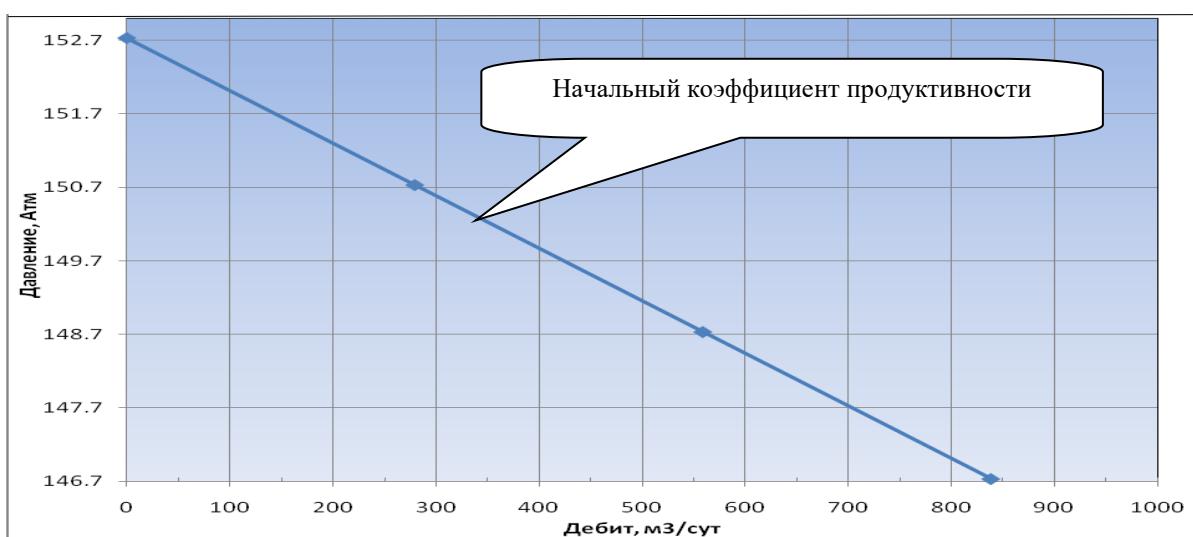


Рис. 8. Индикаторная диаграмма в процессе испытания скважины в открытом стволе специальным методом [8]

Таким образом, по данным замеров давлений в открытом стволе скважины, объему откаченного флюида и другим промысловым параметрам, можно усовершенствовать подход к оценке коэффициента продуктивности в каждой точке замера за счет определения

фактической продуктивности по построенной индикаторной диаграмме [1]. В табл. 2 приведена сравнительная характеристика возможностей двух методов исследований поисково-оценочной скважины: стандартным и специальным ГДК-ОПК [1] и с испытанием скважины после перфорации.

Таблица 2

Гидродинамические характеристики стандартного и специального методов исследований скважин в открытом стволе и испытания скважины после перфорации [1]

Параметры	Значение		
Вид ГДК	стандартное	специальное	испытание в колонне
Насыщение объекта	∨	∨	∨
Пластовое давление на глубине проведения исследования, МПа	∨	∨	∨
Глубинный градиент пластового давления, МПа/100 м	∨	∨	∨
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	∨	∨	∨
Коэффициент гидропроводности пласта, мкм ² ·см/(мПа·с)	—	∨	∨
Коэффициент подвижности пластовой нефти, мД/мПа·с	∨	∨	∨
Коэффициент проницаемости пласта, мД	—	∨	∨
Коэффициент пьезопроводности пласта, см ² /с	—	∨	∨
Обобщенный показатель S-фактора (S')	—	∨	∨
Скин-фактор от несовершенства по степени вскрытия пласта (S_{pp})	—	∨	∨
Радиус влияния скважины, м	—	∨	∨
Влияние границ пласта и внешних условий	—	∨	∨
Прогнозный дебит, м ³ /сут	∨	∨	∨

Анализируя табл. 2, можно сделать вывод, что с помощью предлагаемых подходов в совершенствовании исследований скважин в открытом стволе появляется возможность получить более полную информацию о фильтрационных свойствах и коллекторских параметрах пласто-резервуара, состоянии призабойной зоны и начальном пластовом давлении методом специального ГДК, либо определить некоторые гидродинамические параметры

методом стандартного ГДК, но в режиме реального времени.

С целью выявления состоятельности предлагаемых методов испытания и интерпретации данных скважин в открытом стволе для определения прогнозных величин дебитов было проведено сопоставление значений гидродинамических параметров, полученных с помощью ГДК-ОПК и DST в горизонтальной скважине шельфового месторождения (табл. 3, 4) [1].

Таблица 3

**Сопоставление результатов измерения гидродинамических параметров при исследовании скважин
в открытом стволе и в колонне на шельфовом месторождении [1]**

Номер замера, п/п	Пласт	Тип прибора	Тип замера	Режим проведения замера	Ориентация прижимного зонда относительно вертикали, град.	Глубина			Характер насыщения	Плоскость дренирования	Депрессия, МПа		Дебит нефти, м3/сут		Погрешность, %		
						АГ, м	Вертикальная, м	ИГ, м			ГДК	ГДИС	прогнозный	фактический			
													по ГДК	по ГДИС			
1	K1nc1	StethoScope 675	2-С	с циркуляцией	102,0	-1376,5	1413,0	2315,9	нефть	напластование	1,53	1,62	~3716	~3250	14,3		
2	K1nc2	-«-	-«-	-«-	78,0	-1378,1	1414,6	2517,9	нефть	напластование							
3	K1nc2	-«-	-«-	-«-	120,0	-1378,2	1414,7	2523,9	нефть	вертикальная							
4	K1nc2	-«-	-«-	-«-	-102,0	-1378,3	1414,8	2525,9	нефть	напластование							
5	K1nc2	-«-	-«-	-«-	-72,0	-1378,5	1415,0	2535,9	нефть	напластование							
6	K1nc2	-«-	-«-	-«-	120,0	-1381,5	1418,0	2598,7	нефть	вертикальная							
7	K1nc3	-«-	-«-	-«-	96,0	-1391,6	1428,1	2811,1	нефть	напластование							
8	K1nc4	-«-	-«-	-«-	102,0	-1397,7	1434,2	2922,1	нефть	напластование							
9	K1nc4	-«-	-«-	-«-	108,0	-1397,5	1434,0	3060,9	нефть	напластование							
10	K1nc4	-«-	-«-	-«-	126,0	-1395,3	1431,8	3121,9	нефть	вертикальная							
11	K1nc4	-«-	-«-	-«-	-97,0	-1395,3	1431,8	3162,0	нефть	напластование							

Таблица 4

Сопоставление результатов измерения гидродинамических параметров при исследовании скважин в открытом стволе и в колонне на сушке [1]

Объект	Интервал испытания объекта, м	Характер насыщения объекта		Пластовое давление, МПа		Погрешность, %	Депрессия, МПа		Дебит, нм ³ /сут		Погрешность, %	
		ГДК	ГДИС	ГДК	ГДИС		ГДК	ГДИС	Прогнозный	Фактический		
									(по ГДК)	(по ГДИС)		
Титон-III	3206,0–3223,2	газ	газ + конденсат	34,42	34,46	0,1	10,2	10,6	176000	184800	4,8	
Титон-I	3127,3–3146,8	газ	газ + конденсат	33,48	33,57	0,3	1,7	1,4	1111200	1084200	2,5	
Титон-III	3235,5–3254,0	газ	нефть + газ	34,69	34,52	0,5	17,4	19,7	173100	174800	1	
Титон-II+III	3221,0–3242,5 3261,5–3271,0	газ + конденсат	газ + конденсат + пластовая вода	35,18	34,03	3,4	13,67	13,67	40128,3	33524	19,7	
Титон-I	3160,0–3166,0	газ + конденсат	газ + конденсат + пластовая вода	33,48	33,47	0	5,01	5,15	196460	199283	1,4	
Титон-III	3252,5–3269,0	газ с признаками пластовой воды	газ + конденсат с пластовой водой и признаками нефти	34,58	34,36	0,6	10	10,15	26700	30428	12,3	
Титон-II	2588,5–2610,5	вода	вода	27,18	27,35	0,6	0,11	0,112	2,35	2,3	2,2	

Сопоставление результатов испытаний методами экспресс-исследования (ГДК–ОПК) и в колонне (DST) показывает их хорошую сходимость, подтверждая целесообразность применения разработанного подхода при оценке промышленной значимости объектов [1].

Выводы

- Существующие методические рекомендации по освоению шельфовых месторождений не позволяют оперативно оценивать промышленную значимость объектов испытания.

- Представленные автором подходы к проведению, обработке и интерпретации результатов исследований повышают информативность экспресс-методов гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле.

- Предложенные приемы обработки и интерпретации гидродинамических

исследований скважин в открытом стволе методом стандартного ГДК позволяют в режиме реального времени оценивать наличие коллекторов и характер насыщения; определять пластовое давление; проводить диагностику положения контактов (газонефтяного, газоводяного, водонефтяного); оценивать продуктивность и промышленную значимость объектов исследования.

- Разработанные алгоритмы проведения и интерпретации гидродинамических исследований позволяют быстро рассчитывать продуктивные характеристики испытанного интервала исследования; определять фильтрационные параметры пласта; проводить оценку состояния призабойной зоны; диагностировать внешние границы и выявлять геологические особенности залежей.

Литература

- Каган К.Г.* Совершенствование оперативных методов исследований морских поисково-оценочных и разведочных скважин (на примере шельфовых месторождений Каспийского моря): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Волгоград, 2019. 19 с.
- Акрам Х., Ашурев В.* Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульным испытателем пластов на кабеле MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. Осень 2005. С. 30–45.
- Методика диагностики продуктивных пластов нижнего мела Ракушечного вала по данным ГИС, ГДИС, ГДК, керна и PVT-анализа пластовых флюидов для оценки запасов промышленной категории. Волгоград: ВолгоградНИПИморнефть, 2011. 140 с.
- Каган К.Г., Левченко В.С., Валиуллина Н.В.* Оценка характера насыщения, промышленной значимости и фильтрационных параметров геологических объектов разреза разведочной скважины 9Р по данным ГДК исследований // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2016. № 5–6. С. 80–84.
- Каган К.Г., Самойленко А.Ю., Польская Н.Н., Чухнин Д.А.* Научно-методическое сопровождение исследования терригенного объекта скважины 2Д методом ГДК–ОПК // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2016. № 2. С. 32–36.
- Каган К.Г., Левченко В.С.* Экспресс-оценка характера насыщения и промышленной значимости геологических объектов разреза поисково-оценочных скважин по данным ГДК замеров // НТР-2013: Материалы науч. конф. М., 2013. С. 13–16.

7. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго, 2002. 75 с.
8. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.
9. Аметов И.М., Басович И.Б., Бакардиева В.И., Капцанов Б.С. Применение метода детерминированных моментов для обработки кривых восстановления давления при исследовании неоднородных пластов // Добыча нефти: Сб. науч. тр. М.: ВНИИ, 1977. Вып. 61. С. 174–181.

The features of openhole hydrodynamic logging: evidence from offshore fields

K.G. Kagan

PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Volgograd, Russia
E-mail: Kirill.Kagan@lukoil.com

Abstract. Currently, offshore oil and gas field development implies a small number of exploration wells and the absence of the stage of pilot works.

The paper proposes new approaches to conducting, processing and interpreting the results of openhole logging, enabling the real-time assessment of the nature of reservoir saturation and the diagnosis of geological and hydrodynamic parameters of the deposit and the industrial significance of the objects of study.

Keywords: hydrodynamic logging, well testing, wireline formation tester, productivity, mobility, flow rate.

Citation: Kagan K.G. The features of openhole hydrodynamic logging: evidence from offshore fields // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 139–152. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art10> (In Russ.).

References

1. Kagan K.G. Improvement of the operational methods for research of offshore prospecting and exploration wells (the evidence from the offshore fields of the Caspian Sea): Synopsis of Ph.D. thesis. Volgograd, 2019. 19 p. (In Russ.).
2. Akram Kh., Ashurov V. Review of openhole and cased-hole hydrodynamic logging with the MDT/CHDT cable modular formation tester // Neftegazovoe Obozrenie. Autumn 2005. P. 30–45. (In Russ.).
3. Method for diagnostics of productive formations of the Lower Cretaceous of the Rakushechny uplift using the data of GIS, GDS, CDC, core and PVT-analysis of reservoir fluids for estimation of reserves of the industrial category. Volgograd: VolgogradNIPImorneft, 2011. 140 p. (In Russ.).
4. Kagan K.G., Levchenko V.S., Valiullina N.V. Assessment of the nature of saturation, industrial significance and filtration parameters of geological objects of the section of exploration well 9P according to GDC survey data // Business Magazine Neftegaz.RU. 2016. No. 5–6. P. 80–84. (In Russ.).
5. Kagan K.G., Samoylenko A.Y., Pol'skaya N.N., Xhukhnin D.A. Methodological support for testing terrigenous reservoirs of the well 2D by means of hydrodynamic logging and repeat formation test // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. 2016. No. 2. P. 32–36. (In Russ.).
6. Kagan K.G., Levchenko V.S. Express-evaluation of the saturation nature and industrial significance of geological objects of the section of prospecting and appraisal wells according to GDC measurements // NTR-2013: Proceedings of the Scientific Conference. Moscow, 2013. P. 13–16. (In Russ.).
7. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy, 2002. 75 p. (In Russ.).
8. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Research of oil and gas wells and reservoirs. Moscow: Nedra, 1984. 269 p. (In Russ.).
9. Ametov I.M., Basovich I.B., Bakardieva V.I., Kaptzanov B.S. Application of the method of moments for processing pressure recovery curves in studying heterogeneous formations // Oil Production: Collected papers. Moscow: VNII, 1977. Iss. 61. P. 174–181. (In Russ.).

Особенности петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса

Н.Ю. Москаленко

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

E-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

Аннотация. В настоящее время неоднозначность получаемых результатов петрофизических исследований по данным лабораторных определений и оценок подсчетных параметров создает проблемы как с их обоснованием, так и с оценкой достоверности исходных данных, что особенно важно при открытии и освоении новых месторождений.

Главной особенностью пород сеномана является их слабая сцементированность, обусловленная условиями формирования пород. В результате анализа установлены факторы снижения достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и сформулированы критерии обоснования оценки качества результатов петрофизических исследований, которые могут рассматриваться в качестве основы для разработки единой стандартизированной технологии лабораторных петрофизических исследований керна, представленного слабосцементированными породами.

Достоверность полученных результатов подтверждается сопоставлением данных лабораторных исследований керна с результатами интерпретации данных геофизических исследований скважин, опробованием и гидродинамическими исследованиями скважин.

Ключевые слова: слабосцементированные породы, сеноман, нормальное уплотнение, пористость, петрофизические исследования, объемные деформации.

Для цитирования: Москаленко Н.Ю. Особенности петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 153–161. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11>

Введение

Уникальные по своим запасам месторождения газа и нефти, приуроченные к отложениям сеноманского возраста Западно-Сибирской провинции, представлены слабосцементированными песчано-алевритовыми породами.

До сих пор отсутствуют регламенты на исследования уникального слабосцементированного сеноманского керна, и каждая организация исходит из своих возможностей и понимания проблемы, вследствие этого наблюдается низкая сходимость результатов петрофизических исследований по одним и тем же объектам, практически идентичных на большой территории севера Западной Сибири.

Это означает, что принципиально различаются не свойства пород, а способы определения этих свойств. Поэтому важно учитывать особенности петрофизических исследований керна, а также определить порядок и правила выбраковки данных, и приведение лабораторных исследований к единым условиям измерений.

Породы сеноманского комплекса располагаются под региональной глинистой покрышкой туронского возраста (кузнецкая свита), в группе продуктивных пластов ПК₁₋₃ и обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Общий диапазон измерений составляет:

- для коэффициента открытой пористости (K_p) – от 0,2 до 40,2%;
- для коэффициента абсолютной газопроницаемости (K_{np}) – от 0,001 до $4694,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- для коэффициента остаточной водонасыщенности (K_{vo}) – от 9,9 до 84,9%.

Для таких пород существуют трудности в изучении и освоении залежей, связанные со слабой цементацией пород-коллекторов.

Задачей данной публикации является анализ исследований керна, проведенных по разным методикам, в разных организациях, а также выбор единой технологии исследований слабосцементированных пород сеномана, с фиксацией этапов метрологического контроля геометрических размеров образцов керна и учета объемных деформаций. Приведение замеров пористости к единому компоненту насыщения – пористости – производилось газоволюметрическим методом («по гелию») или керосинонасыщением («по керосину»), с обязательным исправлением пористости водонасыщением («по воде») путем введения поправки, с учетом насыщения при расчете объемной плотности пород, измерения проницаемости в режиме только стационарной фильтрации.

Рекомендации по соблюдению и выполнению единых условий исследований керна слабосцементированных пород подтверждались автором путем измерения попластовых данных и их сопоставления с результатами интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС).

Основная часть

Анализ характеристики литолого-петрофизических и геологических особенностей сеноманского комплекса

рассматриваемых нефтегазовых месторождений показал, что формирование слабосцементированных пород коллекторов пласта ПК₁₋₃ определяется законом нормального уплотнения под действием эффективного давления. Для песчаников с невысоким содержанием глинистого и практическим отсутствием карбонатного цемента при эффективных давлениях, не превышающих предела прочности породы, в наибольшей степени характерны упругие деформации, приводящие к формированию слабосцементированных песчаных коллекторов [1–3].

Рассмотрим обобщенные изменения фильтрационно-емкостных свойств осадочных пород (коэффициента пористости K_p) с глубиной их залегания, с учетом законов уплотнения для типовых разрезов Западной Сибири, представленных линиями на рис. 1а по данным керна поисково-разведочных скважин [4].

До глубин 1500 м уплотнение происходит за счет механической перегруппировки горных пород без цемента или с его небольшим содержанием [5]. Деформации пород пропорциональны прикладываемым напряжениям и обратимы. С глубины 1500 м пористость резко снижается и в породах с большим количеством цемента этот процесс продолжается до 2000–2500 м. Ниже указанных глубин механизм уплотнения пород изменяется, так как начинаются процессы разрушения, растворения и срастания зерен.

Наличие приведенных особенностей уплотнения слабосцементированных пород по данным керновых исследований подтверждается данными ГИС (рис. 1б), где показан характер изменения пористости пород по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГКп) с глубиной (H).

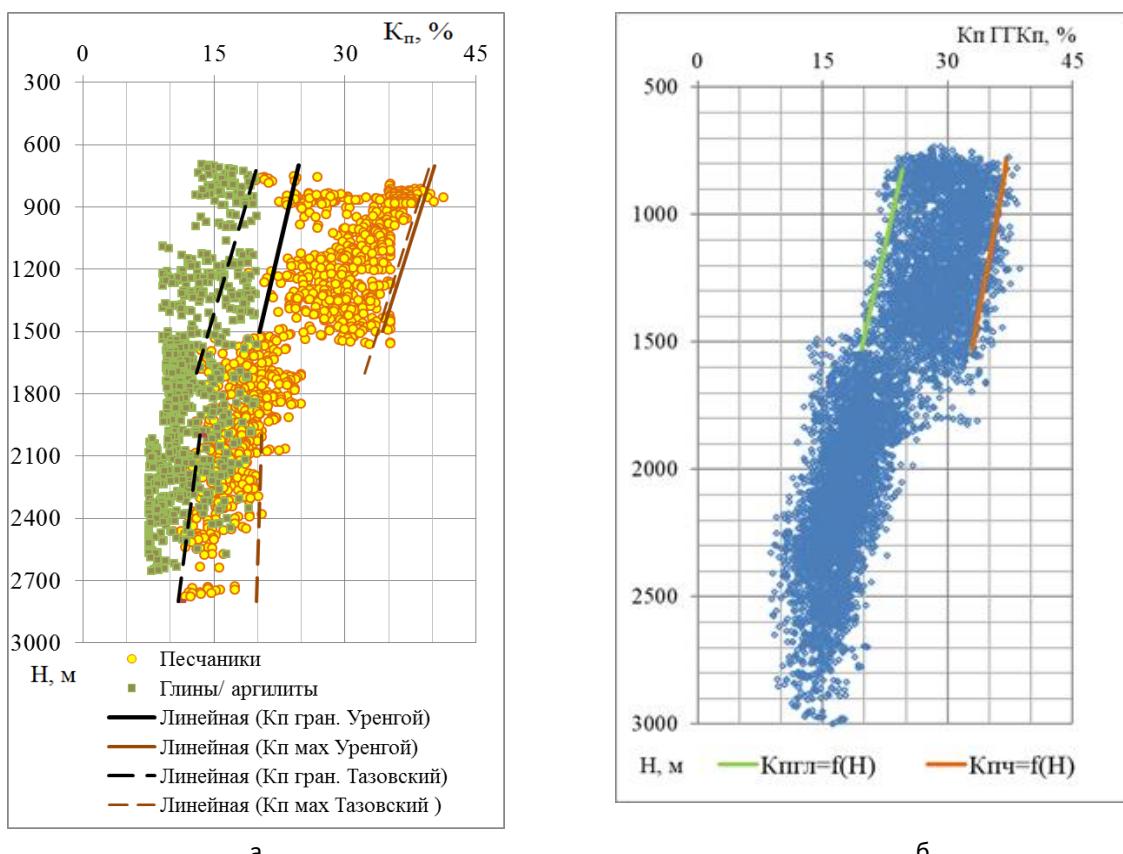


Рис. 1. Изменение коэффициента пористости с глубиной залегания пластов:
а – по данным керна песчано-алевритовых пород и глин-аргиллитов
для месторождений севера Западной Сибири [4, 5]; б – по данным ГИС

Закон, описывающий уплотнение терригенных осадочных пород изучаемого района до глубины 1500, можно выразить через зависимость их пористости (K_p) от глубины залегания пород. Для этого автором были подобраны константы уравнений (эмпирические постоянные для нефтегазоносных районов) аппроксимации кривых нормального уплотнения граничных значений глин ($K_{\text{пгл}}$) и чистых песчаников ($K_{\text{пч}}$) для изучаемых месторождений.

Подтвержденная закономерность упругого уплотнения дает основания для методических рекомендаций при отборе и исследованиях образцов керна, в том числе для проведения экспериментов в термобарических условиях.

Получить достоверные данные о пласте и переоценить запасы углеводородов слабосцементированных отложений стало возможным в связи с развитием современных способов отбора керна с помощью изолирующих технологий и применения технологий низкотемпературной заморозки при изготовлении образцов керна для исследований с помощью жидкого азота, при температуре минус 196 °C. Это позволяет получить более достоверные оценки петрофизических свойств.

Однако, практическое применение этих технологий и особенности их реализации разными исполнителями работ (по видам лабораторных исследований) нередко приводит к трудно сопоставимым данным. Эта неопределенность требует детального анализа причин наблюдаемых различий.

Решение этой проблемы предлагается на основе результатов проведенного в статье критического анализа применяемых в настоящее время технологий, выявления существующих недостатков, анализа причин низкой сопоставимости получаемых результатов исследований для одного объекта.

Результаты исследований

В ходе проведенных лабораторных экспериментов на разных коллекциях из газовой и нефтяной залежей при подготовке образцов к исследованиям (30 образцов) были установлены объемные деформации образцов при экстракции и высушивании. Изменения при низкотемпературной заморозке керна оказались несущественными и не представляющими практического значения. Существенные объемные деформации, в 6–10 раз большие, отмечены в результате влияния дополнительных техногенных факторов (давления обжима, центробежной силы и других) [6]. Влияние на образцы проявлялось в разной степени в зависимости от литологии (прочности) образцов и их водонасыщенности.

В обязательном порядке для слабосцементированного керна необходим учет объемных деформаций образцов, потому что все вышеуказанные рабочие процедуры входят в стандартную технологию исследования керна и вносят свои искажения в измеряемые петрофизические параметры. Величины поправок при этом разнонаправленные и при центрифугировании, на определенной коллекции образцов, фиксируется увеличение коэффициента пористости в среднем на 0,6–0,8% (абсол.), а при экстракции – уменьшение до 1,25% (абсол.). Соответственно, чем больше глинистость пород, тем больше изменения объемов образцов, и соответственно, большее поправка в результаты определений.

Результаты петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса приведены на рис. 2. Сопоставление зависимостей плотности насыщенных образцов пород (δ), коэффициента проницаемости ($K_{\text{пп}}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{\text{вн}}$) от коэффициента пористости (K_p) демонстрирует существенный разброс значений параметров.

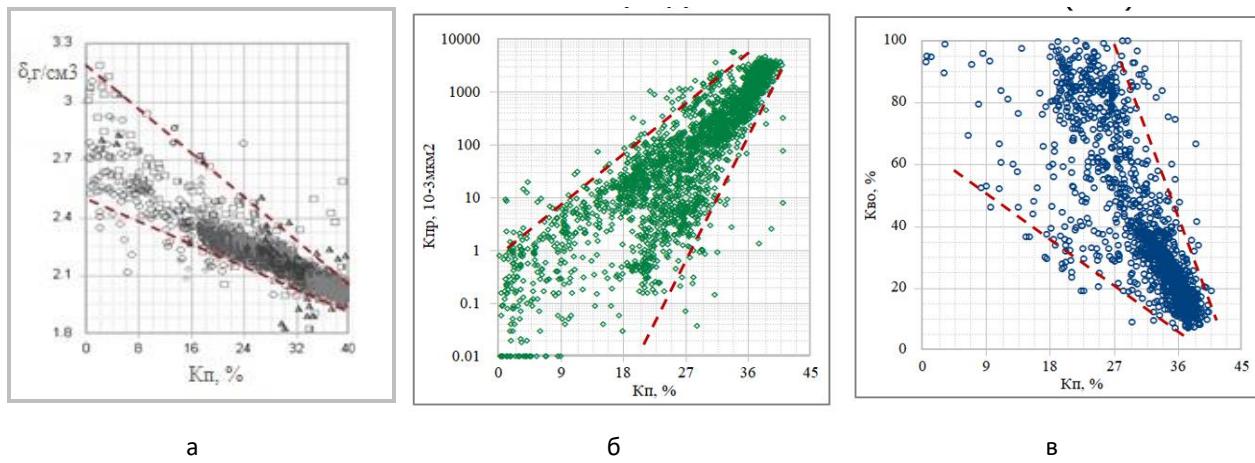
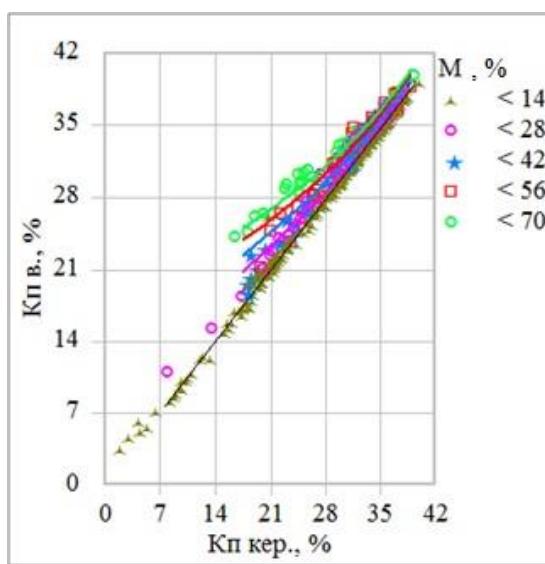


Рис. 2. Сопоставление зависимостей значений петрофизических параметров образцов пород:
а – плотности, б – коэффициента проницаемости, в – коэффициента остаточной водонасыщенности
от коэффициента пористости

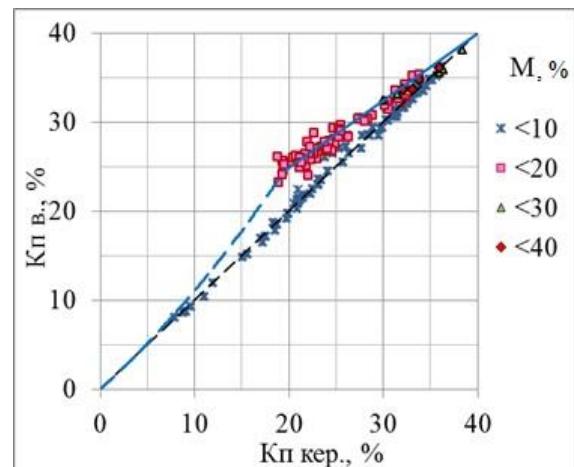
Анализ результатов определений пористости слабосцементированных пород методами: жидкостенасыщения («по воде» или «по керосину») и газоволюметрическим методом («по гелию») показал, что насыщение таких пород водными растворами с минерализацией 16–18 г/л приводит к увеличению их объема, контролируемому наличием набухающих глинистых минералов. Для данных отложений в составе глинистого цемента отмечается значительная доля

монтмориллонита (до 62% в составе глин), для которого характерны менее прочные связи между слоями, в которых содержится изменчивое количество воды и происходит набухание.

Предложенные на рис. 3 поправки на процентное содержание монтмориллонита в составе глинистого цемента при измерении пористости водонасыщением позволяют скорректировать (уменьшить) значения K_p в среднем на 0,9–3,5% (абсол.) и более, в зависимости от ФЕС.



а



б

Рис. 3. Сопоставление пористости, определенной методом жидкостенасыщения («по керосину» и «по воде»), с дифференциацией по содержанию монтмориллонита в составе глинистой фракции пород:
а – представление в виде палетки с делением по содержанию монтмориллонита
по данным рентгено-структурного анализа;

б – обобщенное представление при содержании монтмориллонита в составе глинистого цемента более 20%

Максимальные систематические превышения наблюдаются в значениях K_p «по воде» и достигают 5–7% (абсол.) в области граничных значений K_p . Уравнения для введения поправок не приводятся, так как на разных объектах и на разных коллекциях образцов величина поправки будет различной.

Из всех применяемых способов определения K_p предпочтение может быть отдано газоволюметрическому методу («по гелию»). При этом необходимо учитывать

давление обжима и исходные объемы образцов, в результате чего занижение K_p «по гелию» может составлять до 1,5% (абсол.). Определение пористости «по керосину» имеет существенно меньшие поправки, чем K_p «по воде».

Это подтверждается связями типа «керн–керн», где значение K_p «по керосину» сопоставимо со значениями пористости по ядерно-магнитному резонансу в термобарических условиях и не имеет систематических отклонений.

Необходимо отметить, что определение пористости «по керосину» осложняет технологию исследований слабоцементированного керна, так как требуется дополнительная экстракция и насыщение водой для замеров удельного электрического сопротивления.

Дополнительно выполнено попластовое сопоставление данных пористости по ГИС ($K_{\text{пп}} \text{ГГКп}$) со значениями пористости по керну, определенными разными

методами (рис. 4).

По анализируемой выборке попластовых сопоставлений из нефтенасыщенной части пласта дисперсия значений пористости $K_{\text{пп}} \text{ГГКп}$ с $K_{\text{пп}}$ «по керосину» составила 1,51; с $K_{\text{пп}}$ «по гелию» – 1,64; с $K_{\text{пп}}$ «по воде» – 2,15. Систематические погрешности, которые необходимо учитывать при оценке ФЕС, наблюдаются у $K_{\text{пп}}$ с насыщением пластовой водой – до плюс 2,2% (в сторону завышения $K_{\text{пп}}$ по керну).

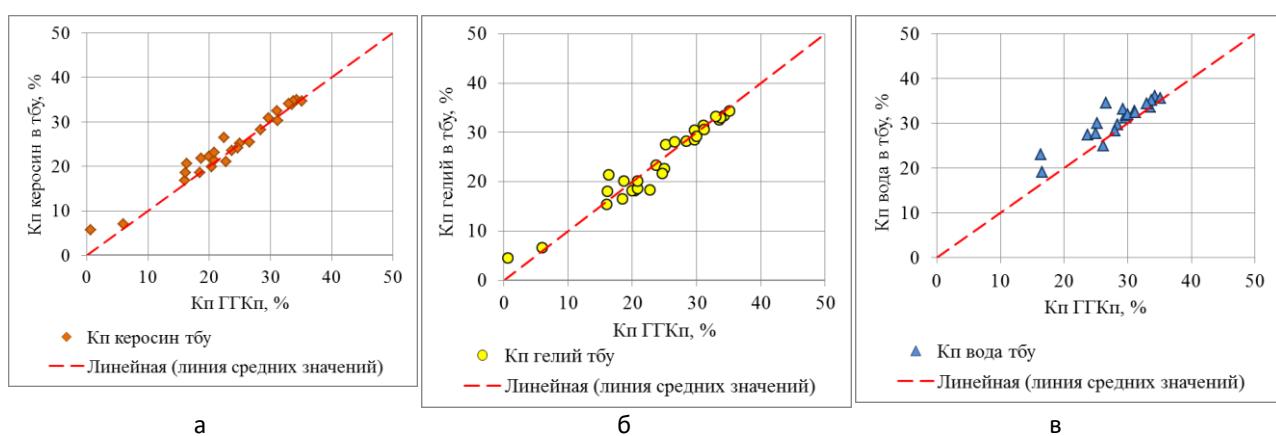


Рис. 4. Сопоставление значений пористости по ГИС (ГГКп) с величиной пористости по керну в термобарических условиях, определяемой с помощью:
а – керосинонасыщения; б – газоволюметрического метода; в – водонасыщения

Данные ядерно-магнитного каротажа, относящиеся к альтернативным в комплексе ГИС, и позволяющие определить пористость практически напрямую в термобарических условиях, подтверждают отсутствие систематических изменений для пористости на керне, определенной газоволюметрическим методом (с учетом давления обжима) или керосинонасыщением.

Результаты определения коэффициента пористости пород являются исходными для расчетов плотности пород [7]. В результате существенного разброса в определениях $K_{\text{пп}}$ наблюдается большая дисперсия лабораторных определений, априори превышающая ее допустимые значения в рассматриваемых породах пласта ПК₁₋₃. Тренд увеличения значений плотности δ со

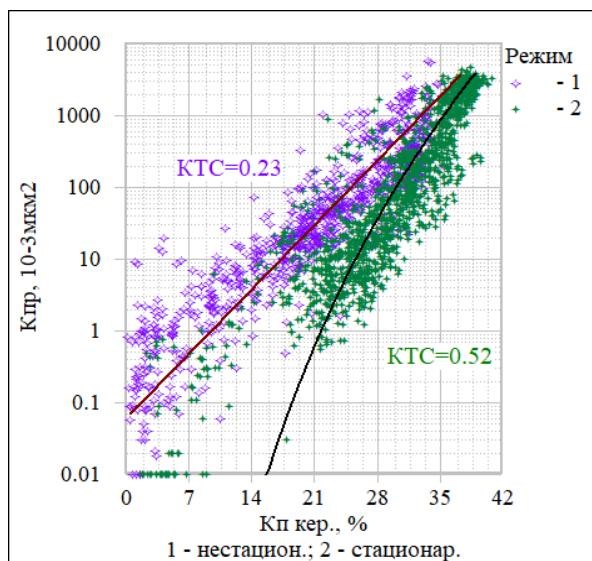
снижением пористости обусловлен увеличением содержания карбонатного материала (преимущественно сидерит) и повышенным содержанием гидрослюдистых и хлоритовых глин [8]. Занижение значений δ , по отношению к традиционным оценкам в породах неокомских отложений Западной Сибири, объясняется недонасыщением образцов в области неколлекторов и примесями углисто-растительного детрита в интервале коллекторов.

Предлагается в целях повышения достоверности данных по плотности, при построении регрессии проводить выбраковку результатов экспериментов по относительной погрешности измерений согласно ГОСТ 26450.1-85 отдельно для коллекторов и неколлекторов.

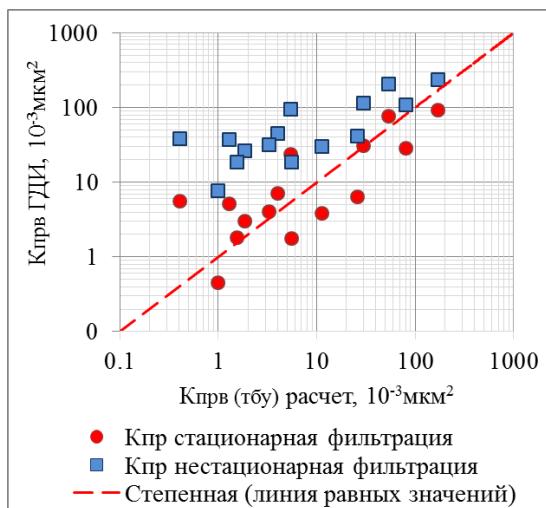
Дополнительно осуществляется оценка качества контроль уравнения регрессии с помощью теоретических расчетов. Выбраковка данных составляет порядка 20% от общего объема выборки, но является обязательной, так как в противном случае систематическое завышение коэффициента пористости при настройке петрофизических связей может достигать до 5–6% (абсол.).

Принципиальное значение имеет выявленное различие величин коэффициентов проницаемости, измеренных в режимах стационарной и нестационарной фильтрации для слабосцементированных

отложений (рис. 5а). Это обусловлено влиянием переменного (высокого) давления, применяемого в методе нестационарной фильтрации, приводящего к деформации образцов керна. Сопоставления «керн–ГИС» по проницаемости с данными гидродинамических исследований (ГДИ) на рис. 5б показали их лучшее соответствие в режиме стационарной фильтрации. Определение K_{pr} для неколлекторов (при $K_n < 18\%$) выполнено преимущественно в режиме нестационарной фильтрации, в противном случае получить замер K_{pr} затруднительно.



а



б

Рис. 5. Сопоставление результатов определений проницаемости:
а – по керну методами нестационарной (режим 1) и стационарной (режим 2) фильтрации с пористостью;
б – по ГДИ с проницаемостью в пластовых условиях при фильтрации флюида (пластовая вода) для режимов стационарной и нестационарной фильтрации на начальном этапе измерений абсолютной проницаемости

Таким образом, однозначно подтверждена правомерность использования K_{pr} только в режиме стационарной фильтрации для настройки стандартных петрофизических связей для слабосцементированных отложений.

В целом, упорядочивание петрофизических исследований и

приведение их к одинаковым условиям позволяет увеличить сходимость величин измеряемых параметров, особенно учитывая тот факт, что по одному объекту лабораторные определения выполняются разными методами и разными исполнителями.

Заключение

Анализ проведенных петрофизических исследований сеноманских отложений позволил обосновать поправки в результаты определений пористости и выбраковку по плотности и проницаемости, учитывающие особенности метрологии применяемых методик измерений.

Выработаны критерии обоснования оценки качества результатов лабораторных определений значений параметров с учетом особенностей слабосцементированных пород сеноманского комплекса:

- учет объемных деформаций слабосцементированного керна, возникающих при высушивании и экстракции образцов, а также техногенных факторов;

- введение поправок в результаты определения коэффициента пористости разными методами;

- приведение лабораторных измерений к единым условиям проведения экспериментов.

Полученные выводы и рекомендации, авторы предлагают использовать недропользователям, осуществляющим свою деятельность в пределах месторождений Тазовского района ЯНАО Западной Сибири, а также при петрофизических исследованиях аналогичных сеноманских отложений в других регионах, для работ в области подсчета запасов и актуализации геолого-гидродинамических моделей.

Литература

1. Копелиович А.В. О структурах растворения в некоторых осадочных и эффузивно-осадочных породах // Изв. АН СССР, серия геол. 1960. № 4. С. 48–57.
2. Прошляков Б.К. Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород // Геология нефти и газа. 1960. № 12. С. 24–29.
3. Кац А.М. Теория упругости: Учебник для вузов. М.: Гостехиздат, 1956. 207 с.
4. Ирбэ Н.А. Сводные геолого-геофизические разрезы нефтегазоносных областей Западно-Сибирской низменности и их особенности. // Геофизические исследования Западной Сибири: Сб. тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1986. Вып. 54. С. 3–176.
5. Добрынин В.М. Изменение максимальной первичной пористости песчаников на больших глубинах // Геология нефти и газа. 1968. № 9. С. 44–49.
6. Мамяшев В.Г., Москаленко Н.Ю., Романов Е.А., Шульга Р.С. Влияние низкотемпературных технологий на свойства образцов, изготовленных из слабосцементированных пород // Геофизика. 2019. № 2. С. 59–67.
7. ГОСТ 26450.1-85. Горные породы. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением М.: Изд-во стандартов, 1985. 8 с.
8. Головацкая И.В., Гулин Ю.А., Еникеева Ф.Х. и др. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток). Калинин: Изд-во ВНИГИК, 1984. 111 с.

The features of the petrophysical research of the unconsolidated rocks of Cenomanian play

N.Yu. Moskalenko

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
E-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

Abstract. Currently, the ambiguity of the obtained results of petrophysical studies based on laboratory definitions and estimates of calculated parameters creates problems both with their justification and with the assessment of the reliability of the initial data, which is especially important when discovering and developing new deposits.

The main feature of Cenomanian rocks is their weak cementation due to the conditions of rock formation. As a result of the analysis, the factors of reducing the reliability of the determination of filtration-capacitance properties were established and criteria for substantiating the assessment of the quality of the results of petrophysical studies were formulated. This made it possible to bring the results of laboratory data to a unified technology of petrophysical studies of the core represented by weakly cemented rocks.

The reliability of the results obtained is confirmed by comparing the data of laboratory core studies with the results of interpretation of the data of geophysical well surveys, testing and hydrodynamic studies of wells.

Keywords: unconsolidated rocks, Cenomanian, normal compaction, porosity, petrophysical research, volumetric deformations.

Citation: Moskalenko N.Yu. The features of the petrophysical research of the unconsolidated rocks of Cenomanian play // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 153–161. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11> (In Russ.).

References

1. Kopeliovich A.V. Solution structures in certain sedimentary and extrusive-sedimentary rocks // Izvestiya AN SSSR, Seriya Geologicheskaya. 1960. No. 4. P. 48–57. (In Russ.).
2. Proshliakov B.K. Dependence of reservoir properties on the depth of bedding and lithological composition of the rocks // Geologiya Nefti i Gaza. 1960. No. 12. P. 24–29. (In Russ.).
3. Kats A.M. Theory of elasticity: Textbook for universities. Moscow: Gostekhizdat, 1956. 207 p. (In Russ.).
4. Irbe N.A. Consolidated geological and geophysical sections of oil and gas bearing areas of the West Siberian depression and their features // Geophysical research of West Siberia: Proceedings of ZapSibNIGNI. Tyumen, 1986. Iss. 54. P. 3–176. (In Russ.).
5. Dobrynin V.M. The alteration of maximum primary porosity of sandstones at great depths // Geologiya Nefti i Gaza. 1968. No. 9. P. 44–49. (In Russ.).
6. Mamyashev V.G., Moskalenko N.Yu., Romanov E.A., Shulga R.S. Estimation of influence on unconsolidated core sample properties of low-temperature technologies // Geofizika. 2019. No. 2. P. 59–67. (In Russ.).
7. GOST 26450.1-85. Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation. Moscow: Standards Publishing House, 1985. 8 p. (In Russ.).
8. Golovatskaya I.V., Gulin Yu.A., Enikeeva F.Kh. et al. Determination of capacitive properties and lithology of rocks in sections of oil and gas wells from radioactive and acoustical logging (instruction for interpretation with a set of palettes). Kalinin: VNIGIK, 1984. 111 p. (In Russ.).

Оценка типа пластового флюида, добываемого из скважин газонефтяной залежи, по компонентному составу проб газа

М.Г. Мавледдинов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия
E-mail: Mikhail.Mavletdinov@lukoil.com

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос определения типа добываемого газа из скважин нефтегазовых залежей на основе анализа данных о компонентном составе. Используются расчетные параметры для сравнительной оценки составов газов до начала разработки и в процессе эксплуатации скважин. Полученные результаты исследования будут использованы автором для последующей количественной оценки добычи газа различного типа.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатная залежь, газовая шапка, добыча газа, прорывной газ, компонентный состав углеводородов, проба газа.

Для цитирования: Мавледдинов М.Г. Оценка типа пластового флюида, добываемого из скважин газонефтяной залежи, по компонентному составу проб газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 162–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art12>

При разработке нефтяных оторочек часто ведется добыча не только растворенного в нефти газа (РГ), но и свободного газа из газовой шапки. Однако достоверно определить принадлежность газа и степень вовлеченности газа газовой шапки является сложной и не регламентированной задачей. Дополнительный осложняющий фактор – это возможность перехода растворенного в нефти газа в свободный при снижении давления. Актуальность задачи разделения газов обусловлена необходимостью определения степени вовлечения углеводородов, управления разработкой месторождения и получения максимальной рентабельности от реализации проекта.

В начальных пластовых условиях газ газовых шапок (ГШ) и газонасыщенная нефть находятся в равновесном состоянии, установившемся в процессе формирования газонефтяной или нефтегазоконденсатной залежи. При этом компонентные составы газа ГШ и РГ, выделяющегося при разгазировании нефти, существенно различимы, что позволяет их идентифицировать при раздельной добыче

через нефтяные и газовые скважины, перфорированные в нефтенасыщенных и газонасыщенных интервалах залежи соответственно. При этом в нефтегазоконденсатных залежах ретроградного типа давления насыщения нефти газом для нефтяной системы и начала конденсации для газовой имеют близкие значения к начальному пластовому давлению.

Разработка залежи двухфазного типа со снижением пластового давления приводит к нарушению начальных равновесных условий: при снижении давления ниже начала конденсации из газа ГШ в пласте выделяется ретроградный конденсат, а из нефти – растворенный газ. В результате массообмена между газом ГШ и нефтью в контактных зонах залежей состав газа ГШ изменяется, а при прорывах газа ГШ в нефтяные скважины он смешивается с выделившимся РГ, образуя смесь – попутный нефтяной газ (ПНГ). В этих случаях затруднительно вести корректный раздельный учет объемов добычи газа ГШ и нефтяного газа, добываемых совместно через нефтяные скважины.

На примере Пякяхинского месторождения, расположенного в Западной Сибири и эксплуатирующегося с 2016 г., рассмотрим особенности процесса разработки нескольких нефтегазоконденсатных залежей. На месторождении выделен 31 продуктивный пласт, из них 13 являются нефтегазоконденсатными. В промышленной разработке находятся 8 нефте содержащих объектов, в том числе 6 – с газовыми шапками [1].

Согласно показателям разработки Пякяхинского месторождения, добыча ПНГ составляет 17–41% от добычи жидких углеводородов (ЖУВ) в пересчете на тонну условного топлива (ТУТ) (рис. 1). Также важно отметить соотношение объемов добычи газа газовой шапки и ПНГ: в среднем доля добычи газа ГШ составляет 41% от общей добычи ПНГ. Основными по добыче являются нефтегазоконденсатные пласти ПК18, БУ6/1 и БУ9.

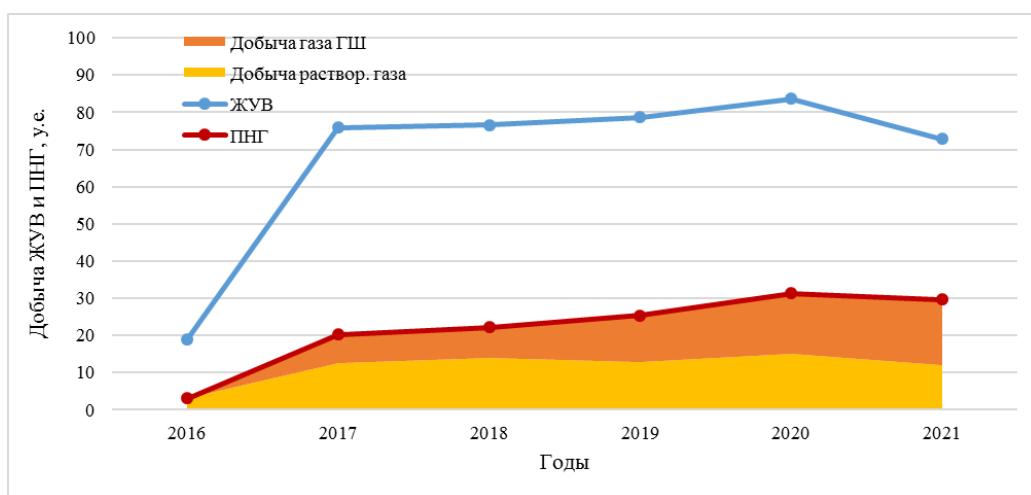


Рис. 1. Добыча жидкого и газообразных углеводородов Пякяхинского месторождения в пересчете на ТУТ

Пласт ПК18 – объем запасов газа газовой шапки составляет 33% от суммарных запасов залежи. В промышленную разработку объект введен в 2016 г., разбурен на 72% от утвержденного проектного фонда, однако основные запасы объекта вовлечены.

Пласт БУ6/1 – объем запасов газа газовой шапки составляет 27% от суммарных запасов залежи. В промышленную разработку объект введен в 2017 г., на дату анализа разбурен на 54%.

Пласт БУ9 – объем запасов газа газовой шапки составляет 24% от суммарных запасов залежи. В промышленную

разработку объект введен в 2019 г., при этом разбуренность объекта – 28%.

Представленные для анализа объекты находятся как на первом этапе (БУ9), так и на втором этапе разработки (БУ6/1 и ПК18). Ниже представлено распределение добычи газа и жидких углеводородов с выделением долей прорывного газа ГШ и растворенного газа. Из представленных графиков добычи ЖУВ и ПНГ видно, что на данных эксплуатационных объектах преобладает добыча газа (рис. 2). При этом добыча газа газовых шапок превышает добычу растворенного газа в среднем на 78%.

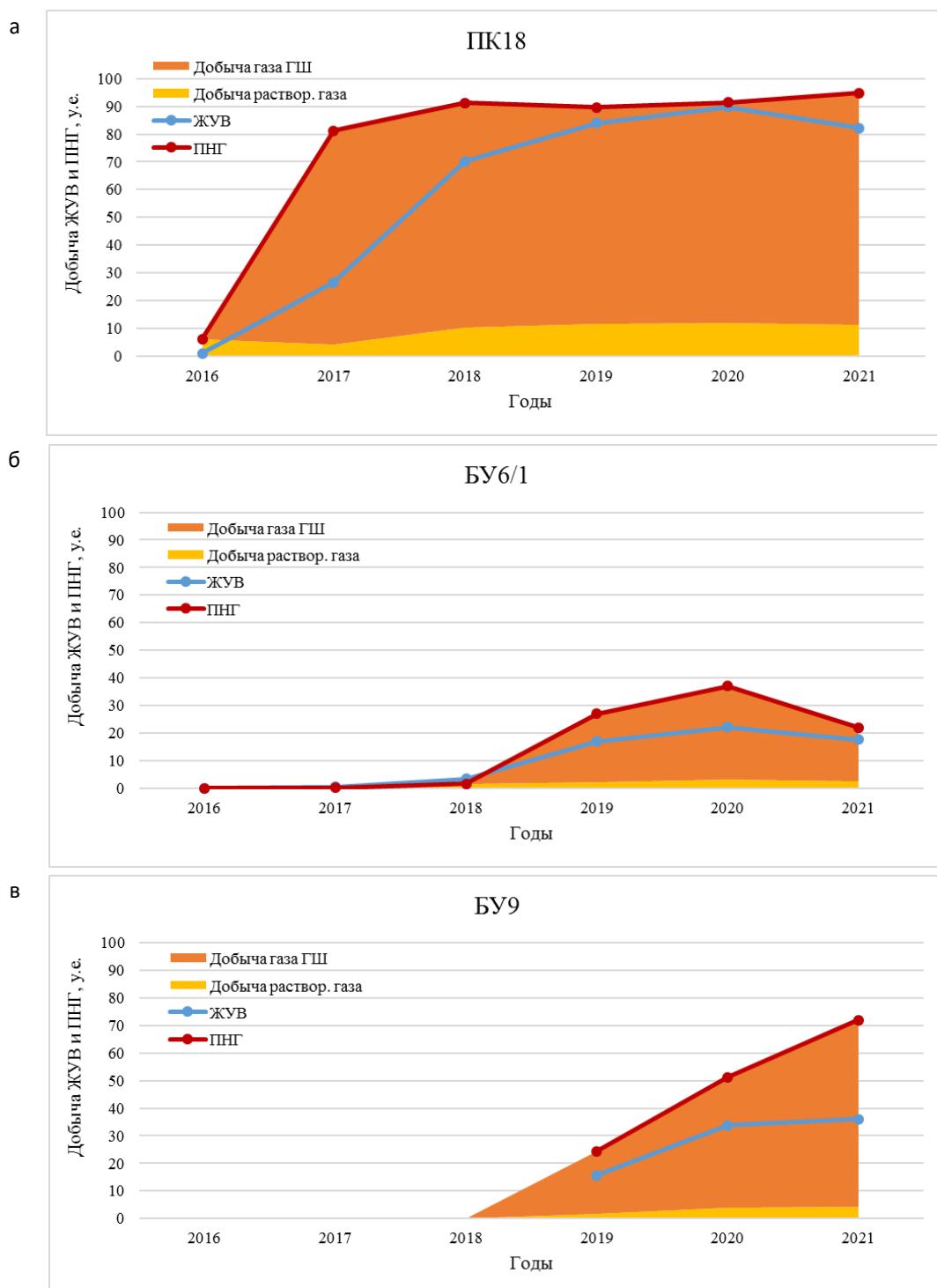


Рис. 2. Добыча жидкких и газообразных углеводородов на эксплуатационных объектах Пякхинского месторождения: а – ПК18, б – БУ6/1, в – БУ9

Таким образом, из представленных данных видна значительная доля добычи газа по объектам с газовой шапкой, следовательно, для корректного последующего прогноза

и оценки технико-экономической эффективности разработки необходимо понимание степени вовлечения в разработку газа газовой шапки и растворенного газа.

Рассмотрим детально распределение газовых факторов по скважинам данных объектов (показаны разноцветными кривыми, соответствующими номерам скважин, на рис. 3). При достижении значения газового фактора выше начального газосодержания нефти можно определить начало добычи газа газовой шапки. Данные графики показывают, что в

большинстве скважин газовый фактор превышает газосодержание, что подтверждает наличие прорывного газа по исследуемым объектам. Однако при давлениях ниже давления насыщения нефти газом, растворенным в нефти, может происходить накопление газа в призабойной зоне пласта, что также способно привести к увеличению добычи газа.

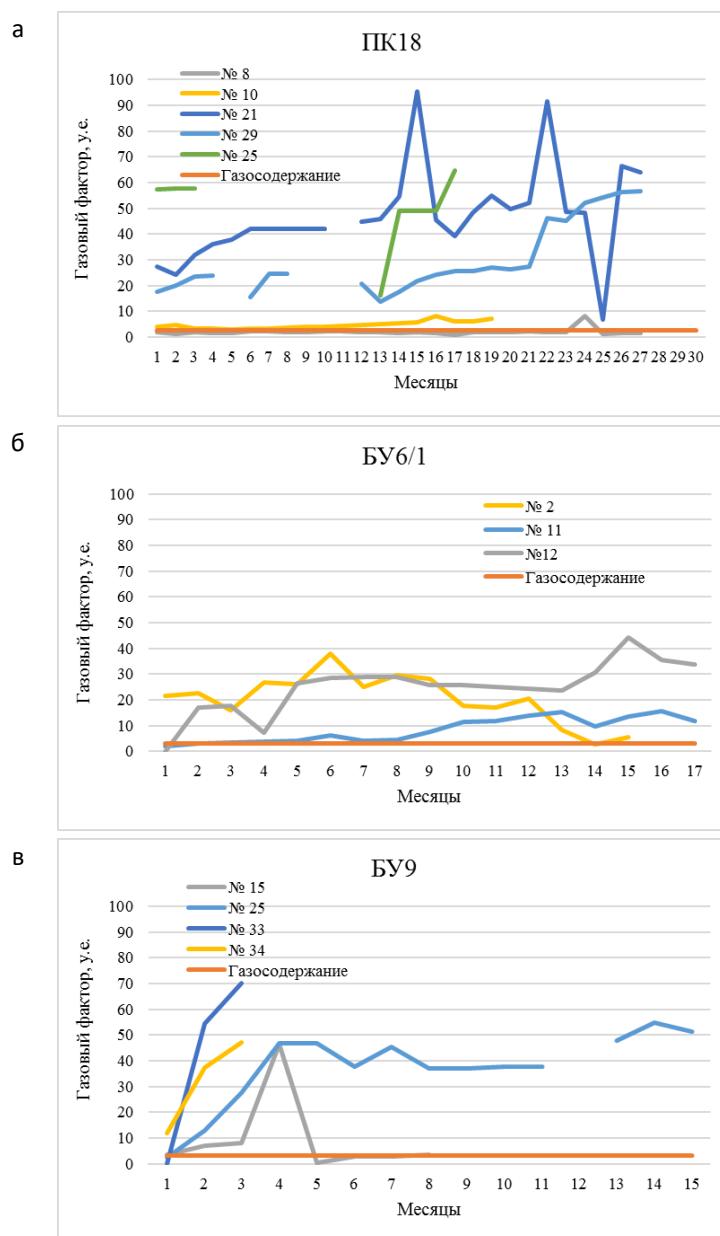


Рис. 3. Газовый фактор добываемой продукции по скважинам объектов: а – ПК18, б – БУ6/1, в – БУ9

Таким образом, для выделения в общем объеме добываемого ПНГ доли растворенного газа и газа газовой шапки необходимо использовать их исходные газоконденсатные характеристики и составы.

Пробы газа ГШ и растворенного в нефти газа отбираются на устье скважин при оптимальных технологических режимах их работы. Составы газов определяются хроматографическим методом.

Компонентный состав газа ГШ и РГ исследуемых пластов представлен на рис. 4.

Газы рассматриваемых пластов относятся к категории жирных. Сероводород в составе газа ГШ и РГ не обнаружен. Компонентный состав газа ГШ по пластам БУ6/1 и БУ9 является усредненным по группе пластов ввиду недоизученности, при дальнейших расчетах параметров он не используется.

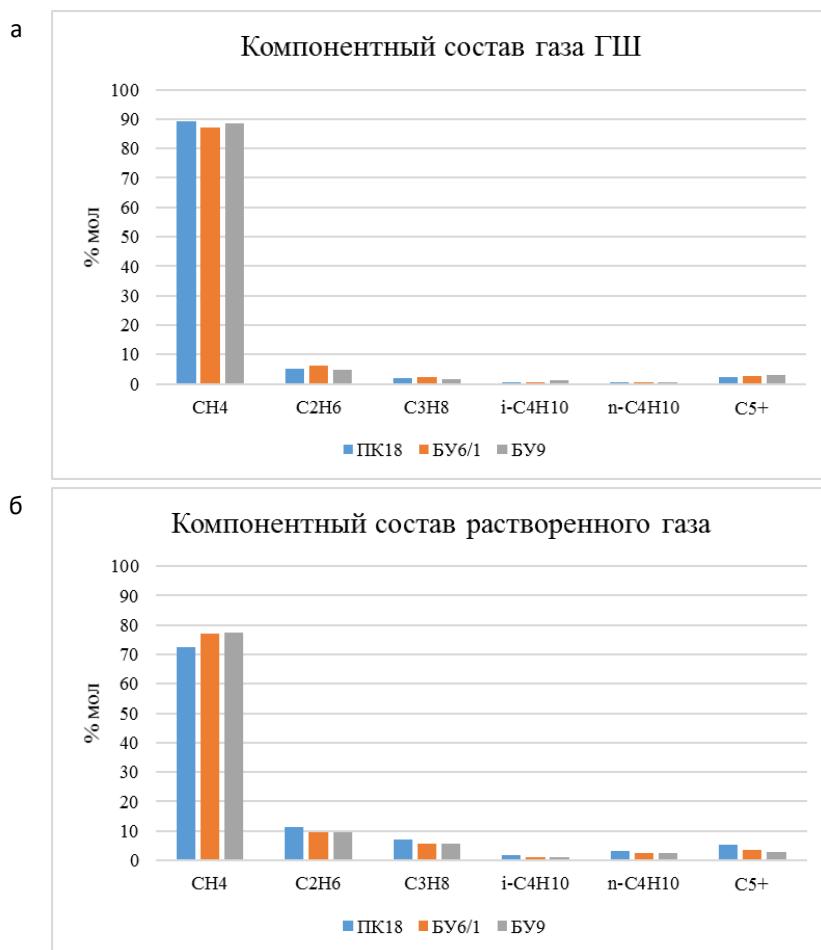


Рис. 4. Компонентный состав пластов газа ПК18, БУ6/1 и БУ9:
а – газовых шапок, б – растворенного газа

Углеводородные газы, как правило, представляют собой смеси газов, состоящие из предельных углеводородов с формулой C_nH_{2n+2} . При нормальных условиях углеводородный ряд от метана до бутана находится в газообразном

состоянии, остальные углеводороды – в жидком. Но с увеличением давления начинают происходить фазовые изменения компонентов. Так, например, пропан и бутан переходят в жидкое состояние.

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений (свободный газ) в основном состоит из метана (более 85–90%) и незначительного количества других углеводородных компонентов. Также в составе может присутствовать азот, углекислый газ, сероводород, водяные пары и редкие газы.

Растворенный газ представлен углеводородами парафинового ряда от метана до гексана включительно. Из неуглеводородных компонентов основным является азот, содержание которого может достигать 50%. Главной особенностью углеводородного состава растворенного нефтяного газа является низкое содержание метана и соответственно высокое содержание высокомолекулярных углеводородов.

Для определения типа насыщающего пласт флюида используется ряд признаков, отличающих газовые залежи от газоконденсатных и газоконденсатные от нефтяных. У газов газоконденсатных залежей отношение концентраций этана C_2 и пропана C_3 меньше по сравнению с газами чисто газовых залежей, но больше, чем у нефтяного флюида:

$$\left(\frac{C_2}{C_3}\right)_G > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_{GK} > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_N,$$

где индексы: G – газовая залежь; GK – газоконденсатная залежь; N – нефтяная залежь.

Как показано в [2], газы газовых месторождений примерно в 70% случаев характеризуются соотношением

$$\left(\frac{C_2}{C_3}\right) > 3.$$

Для нефтяных залежей лишь в 1% случаев данный показатель превысил значение 3.

Также в качестве еще одного критерия для определения насыщения залежи используется отношение:

$$\frac{i-C_4}{n-C_4},$$

где $i-C_4$ – изобутан;
 $n-C_4$ – бутан.

Для газовых месторождений данный показатель колеблется в пределах 0,9–1,05. Для попутного газа и газовых шапок нефтяных и газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой данное отношение составляет 0,5–0,8.

Коротаев Ю.П., Степанова Г.С., Критская С.Л. [3], проведя исследования по 60 разнотипным месторождениям и залежам с использованием статистических методов, пришли к заключению, что наиболее четкое определение насыщения залежи осуществляется с использованием комплексного коэффициента Z :

$$Z = A + B,$$

$$A = \frac{C_2}{C_4},$$

$$B = \frac{(C_1 + ГУ)}{ПУ},$$

где $ГУ$ – газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан); $ПУ$ – парообразные углеводороды (пентан и выше).

В табл. 1 приводится градация значений коэффициента Z в зависимости от насыщения залежи.

Таблица 1

Зависимость комплексного коэффициента Z от насыщения залежи

Насыщение залежи	Величина Z
Газовое (Г)	> 450
Газоконденсатное без нефтяной оторочки (ГК)	80–450
Газоконденсатное с малой нефтяной оторочкой (ГКмН)	60–80
Газоконденсатное с нефтяной оторочкой (НГ)	15–60
Нефтегазоконденсатное (НГК)	7–15
Нефтяное (Н)	< 7

Используя перечисленные выше методические подходы для определения насыщения на основе компонентного состава углеводородов, были выполнены расчеты по данным исследований скважин в пластах ПК18, БУ6/1 и БУ9.

Результаты определения начальных значений параметров C_2/C_3 , iC_4/nC_4 и Z до запуска скважин в промышленную эксплуатацию представлены в табл. 2 и на

рис. 5. На графиках пунктирными линиями обозначены границы значений параметров для определения насыщения на основе обобщенных данных [3]. Сплошными линиями на графиках обозначены границы параметров для смешанного типа насыщающего пластового флюида (нефтегазоконденсатного) на основе осредненных составов адресных пластов Пякяхинского месторождения.

Таблица 2

Результаты расчетов параметров по данным исследований скважин до начала разработки

№ скважины	Рассчитываемый параметр		
	C_2/C_3	iC_4/nC_4	Z
Объект ПК18			
Газ ГШ	2,8	0,9	91,5
Растворенный газ	1,6	0,6	35,7
17	2,3	0,4	79,4
22	1,9	0,9	82,0
25	1,8	0,9	51,1
27	2,8	0,9	90,2
Объект БУ6/1			
Растворенный газ	1,7	0,5	52,8
5	2,4	0,9	52,3
5	2,2	0,8	50,7
11	2,7	0,4	73,2
11	2,6	0,5	79,3
11	2,3	0,6	98,1
Объект БУ9			
Растворенный газ	1,7	0,5	65,4
11	2,5	0,5	77,6
11	2,7	0,5	77,0
11	2,4	0,5	62,6

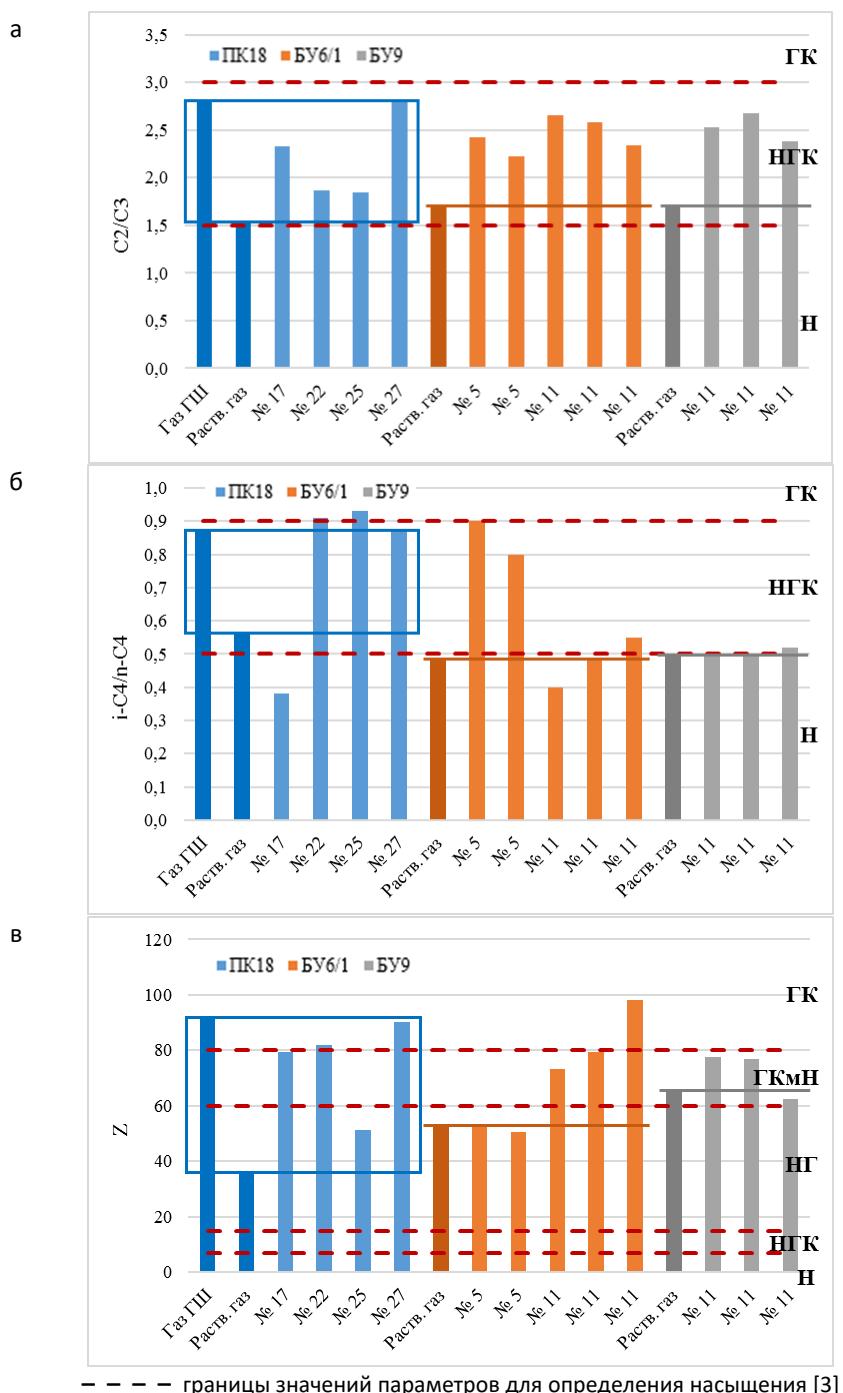


Рис. 5. Результаты расчетов параметров по данным исследований скважин до начала разработки: а – C_2/C_3 , б – iC_4/nC_4 , в – Z

По результатам проведенных расчетов и учитывая имеющиеся данные о геологическом строении пластов, отметим:

Пласт ПК18 – по всем трем параметрам выделяется нефтегазоконденсатный тип насыщения, по комплексному параметру Z для трех проб из четырех преобладает

насыщение газом. Сравнивая полученные результаты с имеющимися данными поинтервальных испытаний в разведочных и эксплуатационных скважинах, можно утверждать о достоверности определения характера насыщения по указанным выше параметрам.

Следует отметить, что по замерам на сепараторе на скважинах № 27 и № 22 действительно наблюдается наибольшее количество газа и значительно меньшее – ЖУВ в сравнении с данными других скважин, этот же результат заметен в приведенных выше параметрах.

Пласт БУ6/1 – по параметрам пластового флюида скважины № 5 тип насыщения определяется как нефтегазоконденсатный, по скважине № 11 – изменяется от нефтяного до нефтегазоконденсатного, в одном случае по параметру Z отмечается преобладание насыщения газом. При подробном изучении хронологии испытаний и запуска скважин в эксплуатацию отмечается низкая достоверность результатов исследований скважины № 5 (проводились исследования свыше 15 лет назад и их результаты расходятся с большинством актуальных) и, напротив, подтверждаются результаты исследований скважины № 11. Определение разных типов насыщающего пластового флюида по расчетам параметров для скважины № 11 объясняется различными интервалами испытаний, причем самый верхний интервал определяется по параметру Z как газовый. По совокупности геологопромысловых данных в настоящее время в данной залежи определена газовая шапка небольшого объема.

Пласт БУ9 – исследования выполнены по одной скважине, по всем трем параметрам выделяется нефтегазоконденсатный тип насыщения, который согласуется с данными эксплуатации скважин, так как в большинстве случаев наблюдается повышенный газовый фактор. Тем не менее, требуется продолжить изучение объекта, в том числе выполнить дополнительный отбор и анализ проб газа.

Следует отметить, что определение типа насыщающего пластового флюида для объектов разработки по указанным выше параметрам имеет достаточно высокое согласование с эксплуатационными характеристиками. Такой анализ целесообразно применять на различных этапах изученности геологического строения, а также в рамках текущего контроля разработки. Для этого в программу работ необходимо включать регулярный отбор и физико-химический анализ проб газа по фонду добывающих скважин.

По истечении четырех лет разработки в 2021 г. по трем действующим скважинам наиболее изученного объекта разработки ПК18 Пякяхинского месторождения для определения принадлежности к видам газов (растворенный или газ ГШ) по его компонентному составу выполнен отбор и исследование устьевых проб газожидкостной смеси. Пробы отобраны в проточные пробоотборники из газовой части трубного сепаратора при рабочих условиях установки АСМА-Т.

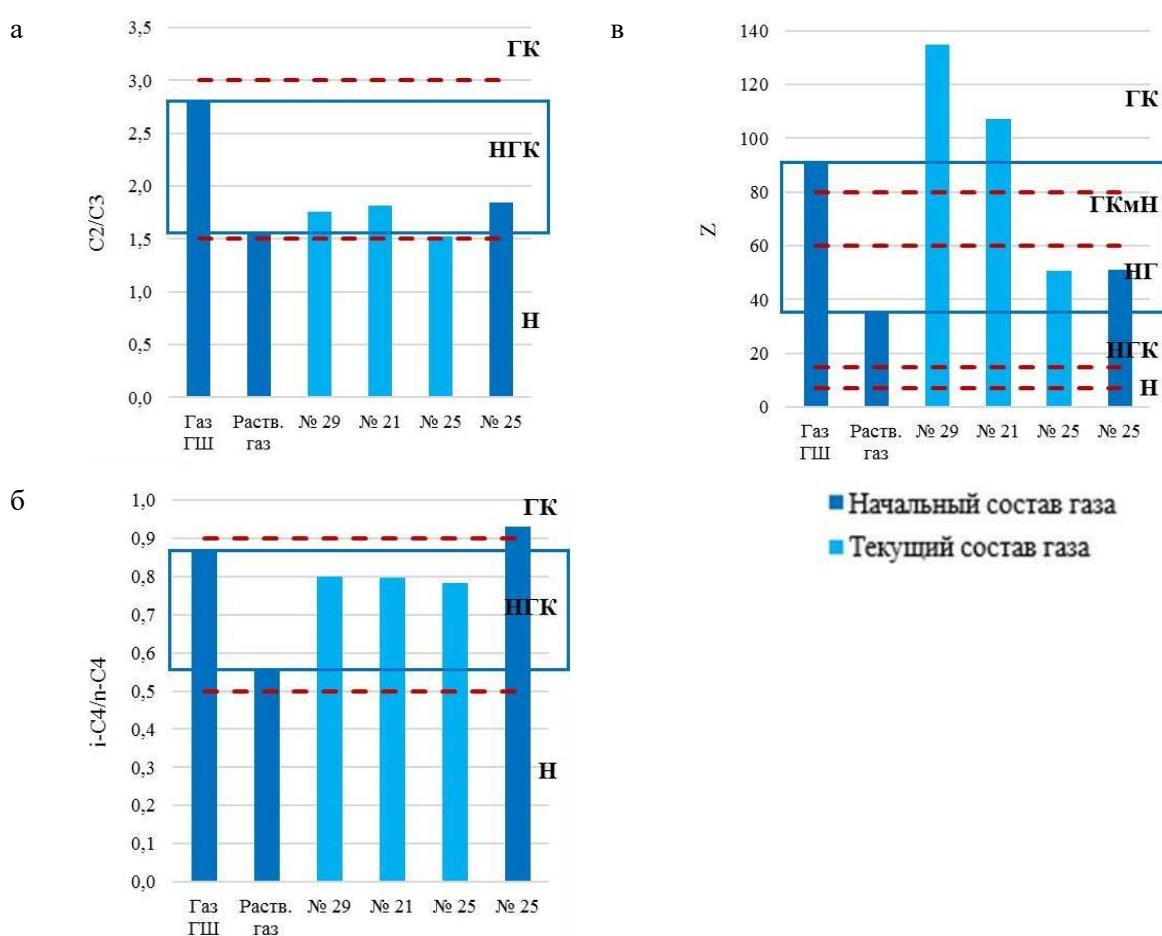
В табл. 3 и на рис. 6 представлены результаты расчетов исследуемых параметров на основе компонентного состава газа пласта ПК18 на начальный период до запуска в эксплуатацию и за 2021 г.

При анализе состава газа проб скважин № 21 и № 25 отмечено низкое содержание метана (50–66%), а содержание азота значительно выше (1,2–3,4%), чем в начальных составах как растворенного, так и пластового газов, равного в среднем 0,2%. Пробы признаны искаженными и не рекомендовались к использованию. Тем не менее, на основе компонентного состава данных проб были рассчитаны вышеуказанные параметры (см. табл. 3 и рис. 6).

Таблица 3

**Результаты расчетов параметров по данным исследований скважин
объекта ПК18 в процессе разработки**

№ скважины	Рассчитываемый параметр		
	C_2/C_3	iC_4/nC_4	Z
Осредненный начальный состав газа по залежи			
Газ ГШ	2,8	0,9	91,5
Растворенный газ	1,6	0,6	35,7
Начальный состав газа по скважинам			
17	2,3	0,4	79,4
22	1,9	0,9	82,0
27	2,8	0,9	90,2
25	1,8	0,9	51,1
Текущий состав газа по скважинам			
25	1,5	0,8	50,8
29	1,8	0,8	134,7
21	1,8	0,8	107,1



**Рис. 6. Результаты расчетов параметров а – C_2/C_3 , б – iC_4/nC_4 , в – Z ,
по данным исследований скважин объекта ПК18 в процессе разработки**

Также на графике приведены расчетные параметры по составу пробы газа скважины № 25, отобранный до запуска в эксплуатацию объекта разработки. Сравнение начальных и текущих параметров скважины № 25 указывает на снижение объема газа с течением разработки, что не соответствует фактическим показателям разработки и подтверждает некорректность пробы.

Таким образом, требуется обеспечить необходимые для кондиционного отбора проб условия: очистка установки перед каждым отбором пробы, обеспечение стабильного режима работы скважины перед и во время отбора пробы, герметичность ячейки после отбора пробы до поступления в лабораторию и т.д.

Проба из скважины № 29 имеет средний состав между начальными составами пластового и растворенного газов (см. табл. 3 и рис. 6). Таким образом, искажения состава в пробе отсутствуют, что определяет возможность ее использования для дальнейших расчетов. Рассчитанные параметры C_2/C_3 , iC_4/nC_4 указывают на смешанное насыщение продукции – нефтегазоконденсатную смесь, параметр Z – на значительное содержание прорывного газа в продукции. Газовый фактор по данной скважине в настоящее время имеет максимальное значение (см. рис. 3), что подтверждает выводы на основе расчетных параметров. Таким образом, текущие значения расчетных параметров по скважине № 29 являются корректными и могут быть использованы для последующей количественной оценки газа ГШ [4].

Выводы

1. На Пякяхинском месторождении в промышленной эксплуатации находятся шесть объектов разработки с газовой шапкой, для скважин данных объектов актуальным является определение типа добываемой продукции, в том числе принадлежность газа к растворенному либо газу газовых шапок.
2. Выполнен расчет параметров C_2/C_3 , iC_4/nC_4 и Z по компонентным составам газа из скважин до запуска их в эксплуатацию, выявлено соответствие методически определенного типа добываемого пластового флюида фактическим данным эксплуатации скважин.
3. В добывающих скважинах наиболее изученного объекта разработки ПК18 выполнен анализ отобранных устьевых проб, определен компонентный состав газа и рассчитаны параметры для определения типа добываемого углеводородного флюида.
4. Расчетные параметры, полученные по кондиционной пробе газа, согласуются с текущими показателями эксплуатации, для последующей количественной оценки доли газа газовой шапки в общем потоке газа на устье скважины.
5. Для получения корректных результатов определения компонентных составов продукции скважин на сепараторе необходимо тщательное соблюдение условий отбора проб и обеспечение герметичности пробоотборников при отборе проб и лабораторных исследованиях.

Литература

1. Зайцев А.В., Солянов С.А., Мавлединов М.Г. Подходы к разработке и мониторингу нефтесодержащих и газоконденсатных объектов Пякяхинского месторождения // Инженерная практика. 2018. № 3. С. 81–84.
2. Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. Геология и геохимия горючих газов: Справочник / Под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра, 1990. 315 с.
3. Коротаев Ю.П. Избранные труды: В 3 т. / Под ред. Р.И. Вяхирева. М.: Недра, 1999. Т. 2. 476 с.
4. Солянов С.А., Мавлединов М.Г., Зайцев А.В. Создание алгоритма покомпонентного распределения добычи жидкых углеводородов и газа на основе обработки промысловой отчетности по скважинам // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 58–62.

Assessment of the type of reservoir fluid extracted from wells of a gas and oil deposit by the component composition of gas samples

M.G. Mavletdinov

LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia
E-mail: Mikhail.Mavletdinov@lukoil.com

Abstract. The article considers determination of the type of extracted gas from wells of oil and gas deposits on the basis of the analysis of data on component structure. The rated parameters are used for the comparative assessment of gas compositions prior to development and during the operation of wells. The received results of research will be used by the author for the subsequent quantitative assessment of gas production of different type.

Keywords: oil and gas condensate deposit, gas cap, gas production, disruptive gas, component composition of hydrocarbons, gas test.

Citation: Mavletdinov M.G. Assessment of the type of reservoir fluid extracted from wells of a gas and oil deposit by the component composition of gas samples // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 162–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art12> (In Russ.).

References

1. Zaytsev A.V., Solyanov S.A., Mavletdinov M.G. Approaches to development and monitoring of oil and gas condensate facilities of the Pyakyakhinskoye field // Engineering Practice. 2018. No. 3. P. 81–84. (In Russ.).
2. Ermakov V.I., Zorkin L.M., Skorobogatov V.A., Staroselsky V.I. Geology and geochemistry of combustible gases: Reference book / Ed. by I.V. Vysotsky. Moscow: Nedra, 1990. 315 p. (In Russ.).
3. Korotayev Yu.P. Selected works: In 3 vols. / Ed. by R.I. Vyakhirev. Moscow: Nedra, 1999. Vol. 2. 476 p. (In Russ.).
4. Solyanov S.A., Mavletdinov M.G., Zaitsev A.V. Development of the algorithm of component-by-component distribution of liquid hydrocarbons and gas on the basis of processing of field reporting information by wells // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2014. No. 10. P. 58–62. (In Russ.).

Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом

Д.З. Ишkin, И.З. Муллагалин, Г.А. Нигаметьянова, Э.М. Салимгареева*

ООО «Уфимский научно-технический центр», г. Уфа, Россия

E-mail: *salimgareevaem@ufntc.ru

Аннотация. Низкая эффективность классических методов гидродинамических исследований при решении задач разработки месторождений углеводородов с низко- и сверхнизкопроницаемыми коллекторами заставляет инженеров применять косвенные подходы, один из которых – анализ кривых падения давления при проведении операций мини-гидроразрыва пласта и основного гидроразрыва пласта для оценки пластового давления методом Нолте. В работе рассмотрены вопросы получения качественной характеристики выработки запасов участка месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, разрабатываемого линейной системой скважин с расстоянием в 500 м, посредством оценки зон дренирования скважин и влияния системы поддержания пластового давления в пласте с проницаемостью 1 мД и меньше, на основании восстановления картины его энергетического состояния в межскважинном пространстве методом Нолте по данным кривых падения давления, зарегистрированным при мини- и основном гидроразрывах пласта, по количественным и качественным оценкам пластового давления для каждого порта горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, гидродинамические исследования скважин, горизонтальная скважина, пластовое давление, мини-гидроразрыв пласта, гидроразрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта, метод Нолте, низкая проницаемость, сверхнизкая проницаемость.

Для цитирования: Ишkin Д.З., Муллагалин И.З., Нигаметьянова Г.А., Салимгареева Э.М. Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 175–185. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art13>

Введение

Важнейшими задачами при разработке нефтяных месторождений являются оценка эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) и определение зоны дренирования добывающих скважин для результирующего бурения боковых стволов и возможности уплотняющего бурения. Для их решения производят анализ текущего энерге-

тического состояния по картам изобар или путем построения геолого-гидродинамических моделей. Оба подхода требуют наличия представительных замеров пластового давления, дефицит которых остро ощущается на объектах с низко- и сверхнизкопроницаемыми коллекторами из-за выбора между необходимостью исследований и длительными остановками скважин и добычи.

По этой причине представляется актуальной задача максимизации информации об энергетическом состоянии залежи всеми известными и желательно независимыми друг от друга методами, один из которых – регистрация кривых падения давления (КПД) при операциях минигидроразрыва пласта (миниГРП) и гидроразрыва пласта (ГРП) сразу после бурения скважины.

Настоящая работа рассматривает качественную характеристику выработки трудноизвлекаемых запасов участка месторождения X (пласти AC10.1), со сформированной линейной системой разработки скважин с расстоянием в 500 м, посредством определения зон дренирования добывающих скважин, а также оценку работы системы ППД по характеристике энергетического состояния, полученной методом Нолте [1] по данным КПД при операции миниГРП/ГРП с предварительным экспериментальным исследованием его применимости.

Цели и задачи работы

В условиях проявления эффекта нелинейной фильтрации (уменьшения скорости фильтрации при низких градиентах давления на удалении от скважины [2]) в пластах с низкими и сверхнизкими фильтрационно-емкостными свойствами (1 мД и менее), зона дренирования добывающих скважин может быть крайне невысока относительно расстояния между ними (100 м при расстоянии между скважинами в 500 м [2]). Это ставит под сомнение возможность создания эффективной системы ППД в период разработки месторождения [3].

Цель настоящей работы – исследование зоны дренирования добывающих скважин и

оценка влияния на них нагнетательных скважин на основании данных об энергетическом состоянии пласта в зоне уплотняющего бурения горизонтальными скважинами (ГС) с множественным гидроразрывом.

В работе были поставлены следующие задачи:

1. Исследование точности метода Нолте, используемого для оценки пластового давления при обработке и интерпретации КПД, регистрируемых во время миниГРП/ГРП.

2. Оценка пластовых давлений по методу Нолте в межскважинном пространстве после бурения уплотняющих ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

3. Оценка зоны влияния нагнетательных скважин и радиуса дренирования добывающих скважин по картине энергетического состояния пласта.

4. Определение успешности применения метода Нолте и выработка предложений по ее повышению.

Краткая характеристика метода Нолте

Кривые падения давления, регистрируемые и обрабатываемые по методу Нолте [1], показали свою информативность при оценке пластового давления как для низкопроницаемых/сверхнизкопроницаемых коллекторов [4–5], так и для коллекторов со средними значениями проницаемости [6].

Технология исследования заключена в создании незакрепленной трещины небольшой длины при закачке жидкости в продуктивный пласт с последующей остановкой, во время которой при расформировании репрессионной воронки в пласте образуются характерные псевдолинейный и псевдорадиальный режимы течения.

Обработка КПД позволяет диагностировать признаки этих режимов и впоследствии решать задачу прогнозирования пластового давления по соответствующим формулам [1].

К критериям применимости метода относятся:

1) наличие невозмущенного поля давлений;

2) превышение радиуса исследования зоны колыматации буровым раствором или технологическими жидкостями;

3) использование ньютоновских технологических жидкостей.

В случае исследования уплотняющих ГС с МГРП пункт 1 может быть нарушен по причине бурения в уже вырабатываемую зону, но для низко- и сверхнизко-проницаемых коллекторов градиенты давления значительны в окрестности самих скважин, а на удалении, в межскважинном пространстве, пренебрежимо малы. Наиболее критичен первый пункт при анализе КПД, записанных при повторных миниГРП/ГРП

для уже эксплуатирующихся скважин, однако, не являющихся предметом рассмотрения настоящей работы.

Исследование применимости метода для изучаемого объекта

Проверка применимости метода Нолте на изучаемом объекте проведена экспериментальным путем для 12 наклонно-направленных скважин (ННС), вскрывающих пласт АС10.1 (трудноизвлекаемые запасы), месторождения Х с характерными значениями пористости менее 20%, проницаемости менее 1 мД.

Схема эксперимента приведена на рис. 1. После операции миниГРП/ГРП производилось освоение вновь пробуренной скважины с записью кривой восстановления уровня (КВУ) на притоке и контролем всех операций забойным манометром. Получаемые оценки P_{pl} методом Нолте по КПД (псевдолинейный режим течения) сравнивались с последними точками КВУ.

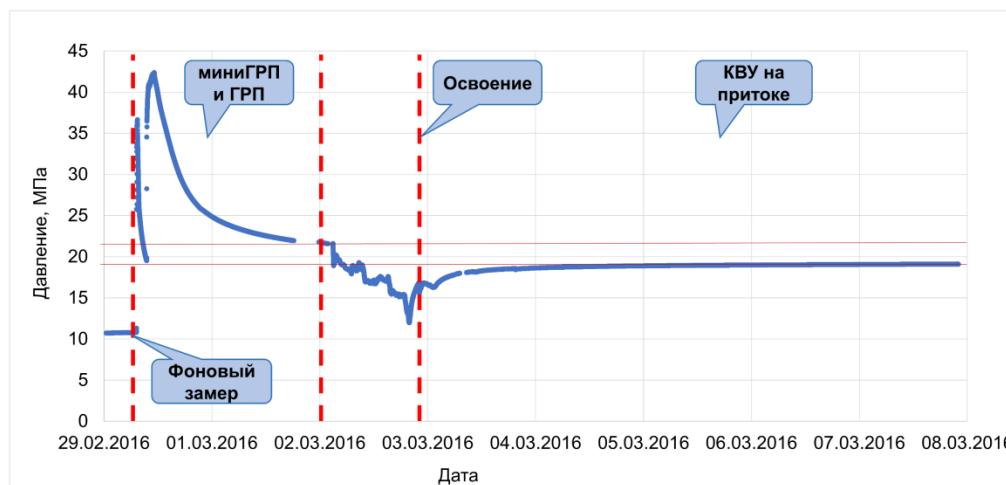


Рис. 1. Схема проведения эксперимента

По результатам сопоставления минимальная ошибка в определении P_{pl} методом Нолте составила 3%, максимальная – 20% (рис. 2). Наблюдается тенденция в переоценке P_{pl} методом Нолте, вызванная

дренированием скважиной зоны повышенного давления, образовавшейся во время первичного вскрытия скважины и не успевшей расформироваться в период непродолжительной остановки на исследование.

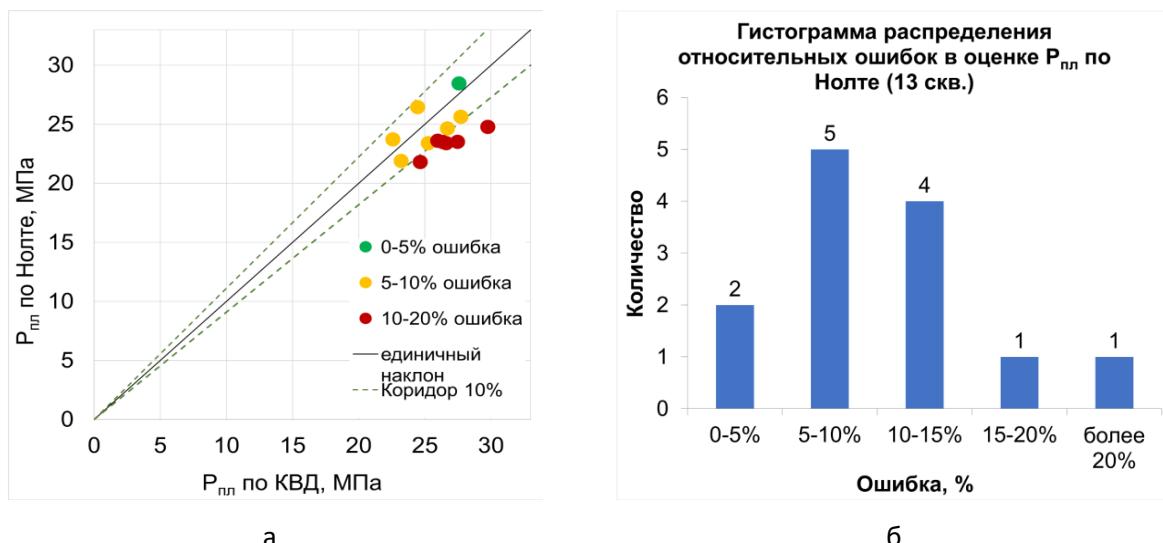


Рис. 2. Оценка $P_{пл}$ методом Нолте:
а – кросс-плот оценок; б – гистограмма распределения относительных ошибок

В целом, медианное значение ошибки в 8% свидетельствует об удовлетворительной для решения промысловых задач точности метода.

Оценка успешности метода Нолте

Рассмотренная выше применимость метода Нолте для ННС дает основание его использования в случае ГС с МГРП для оценки распределения пластового давления в межскважинном пространстве.

Анализ КПД при миниГРП/ГРП выполнялся в 17 скважинах для 151 стадии ГРП (151 точка в межскважинном пространстве, в которых оценивалось пластовое давление), представляющих из себя этапы замещения, миниГРП и ГРП (227 КПД). Из-за непродолжительного времени регистрации КПД (средняя длительность – 7,6 ч) лишь в 25% случаев удалось выделить характерные режимы течения (псевдолинейный и псевдорадиальный) и оценить прогнозное $P_{пл}$ по Нолте.

Анализ был дополнен качественной оценкой пластового давления в области каждого из портов – предлагаемый авторами подход (рис. 3) заключался в использовании

последней точки по КПД в качестве оценки пластового давления «сверху» (рис. 4): пониженные значения таких оценок свидетельствуют об интерференции окружающих добывающих скважин (при этом по методу Нолте оценка может быть не получена из-за недостижения режимов течения).

Оценка зоны влияния нагнетательных скважин и зоны дренирования добывающих

Полученные согласно предлагаемой схеме (см. рис. 3) результаты по оценке пластового давления для скважин ГС с МГРП уплотняющего бурения были использованы для оценки энергетического состояния и характера выработанности запасов основной сеткой скважин в межскважинном пространстве. Выводы строились по поточечному восстановлению энергетического состояния пласта в межскважинном пространстве (напротив портов), позволяющему диагностировать значимую интерференцию добывающих скважин (пониженное $P_{пл}$ относительно начального) или доминирующее влияние системы ППД (повышенное $P_{пл}$ относительно начального).

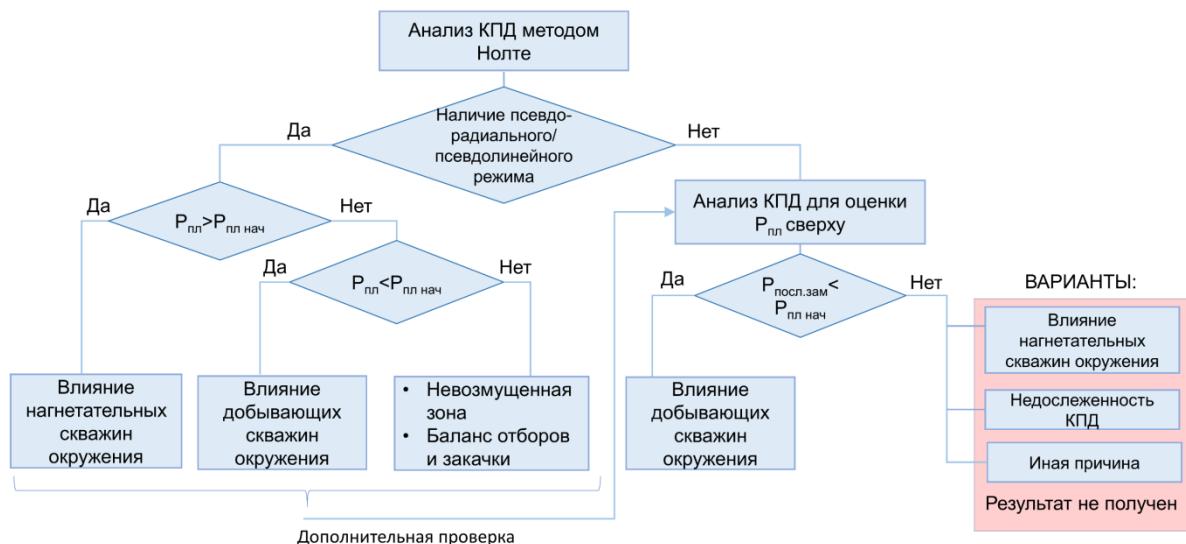


Рис. 3. Общая схема анализа данных миниГРП и ГРП для оценки энергетического состояния пластов

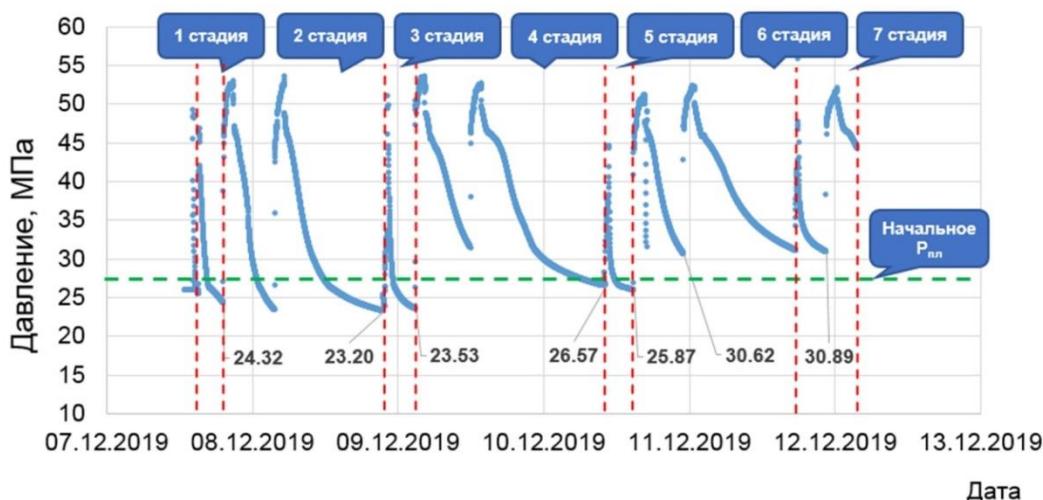


Рис. 4. Кривая изменения давлений с забойного датчика в момент проведения операции многостадийного ГРП в скважине С1

Полученные оценки пластового давления по методу Нолте на примере скважины С1 (рис. 5) показывают его неравномерное распределение по стволу скважины: напротив нагнетательной скважины С2 (порт 7) отмечается повышенное значение. На первых портах давление снижено за счет работы соседнего добывающего ряда, что подтверждается замером $P_{пл}$ в соседней нагнетательной

скважине С3 – 21,67 МПа (при начальном $P_{пл} = 25,7$ МПа).

Зона влияния нагнетательной скважины оценивается в 166 м (на момент бурения ГС с МГРП закачка велась 7 лет), зона дренирования добывающих скважин – в среднем 264 м на седьмой год работы добывающих скважин (зоны оценивались по расстоянию от исследуемого порта до забоя влияющей скважины).

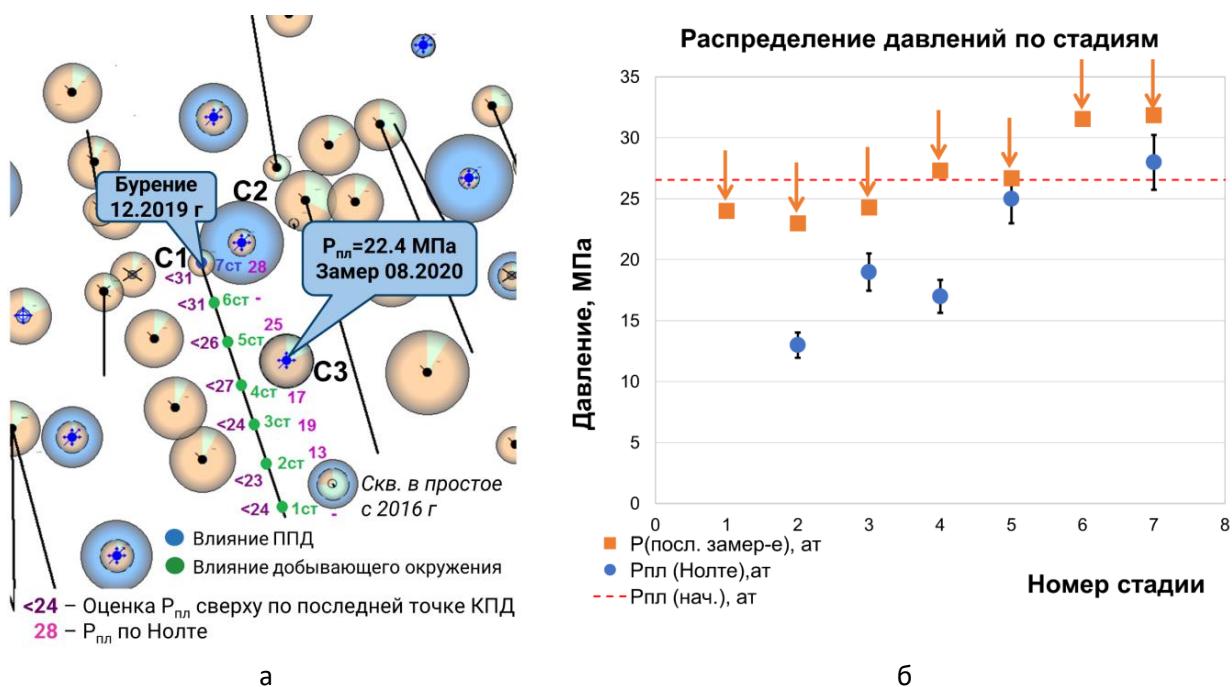


Рис. 5. Распределение оценок P_{nn} по стволу скважины С1:
а – на карте накопленных отборов; б – в зависимости от стадии

Таким образом, для скважины С1 удалось установить выработку запасов в межскважинном пространстве на участке, соответствующем середине расстояния между скважинами основной сетки, при изначальной сетке скважин в 500 м и работе системы ППД.

Верхняя временная граница начала этих процессов составляет 7 лет (занесенная оценка), т. е. установлен диапазон времени от момента запуска скважины в течение последующих 7 лет ее работы, в которые произошло формирование зоны дренирования, превышающей середину расстояния между скважинами.

Дать более точную оценку не представляется возможным по причине несоответствия, а именно, опережения времени начала этих процессов (зона дренирования скважины достигла участка, соответствующего середине расстояния между скважинами основной сетки) и времени их обнаружения (через какое-то

время после достижения скважиной рассматриваемого участка в его зоне пробурена уплотняющая ГС с МГРП, и в зоне участка выявлены пониженные, относительно начального, пластовые давления).

Наблюдающийся разброс значений по горизонтальному стволу свидетельствует о неоднородности выработки пласта, связанной не только с неравномерной закачкой, но и с латеральной неоднородностью коллекторских свойств [3].

Статистическая оценка зоны дренирования добывающих скважин

Описанный выше анализ выполнен для оценки зоны дренирования добывающих скважин в 17 скважинах на основе 52 исследований: радиус дренирования оценивался в диапазоне от 81 до 344 м (в среднем 208 м) при времени их работы от 1,5 до 9 лет (рис. 6).

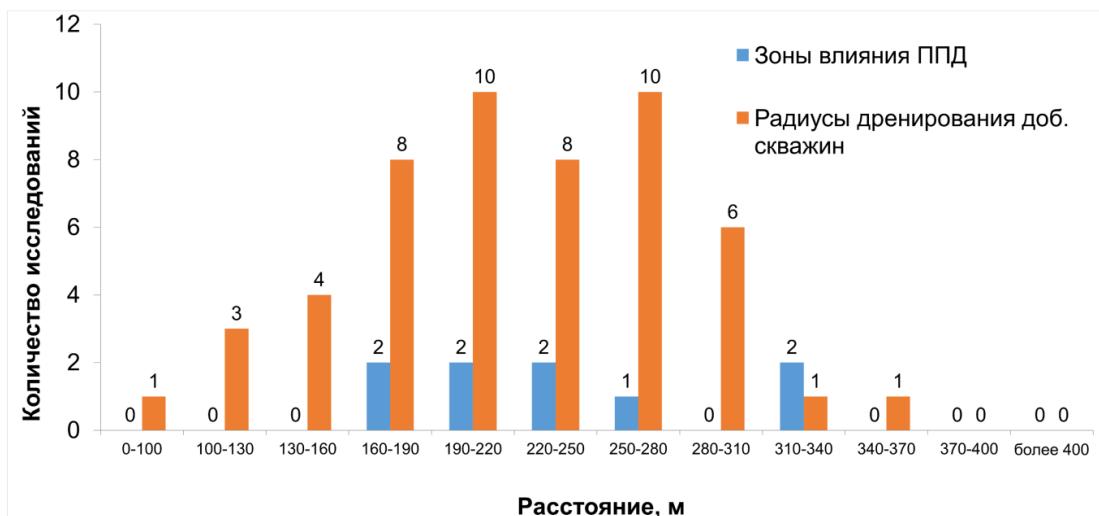


Рис. 6. Распределение радиусов дренирования и зоны влияния ППД

Небольшое количество найденных зон влияния ППД (9 исследований) обусловлено меньшей выборкой из-за невысокой степени успешности метода Нолте при оценке $P_{пл}$, тогда как определение влияния добывающих скважин выполнено по результатам оценок $P_{пл}$ по Нолте и по косвенным оценкам пластового давления «сверху». Так, из 151 стадии (151 оценка $P_{пл}$ напротив того или иного порта) в 52 из них диагностировано влияние добывающих скважин, в 9 – нагнетательных, в 90 – не определено. Тем не менее отмечаются случаи обнаружения зон

повышенного давления, являющиеся свидетельством работы системы ППД.

На рис. 7 показаны оценки радиусов дренирования скважин основной сетки (широкий диапазон радиусов связан со смещением проводки уплотняющего горизонтального ствола относительно ранее сформированных рядов скважин основной сетки – так, «пятка» ГС может быть ближе к одному из двух соседних рядов, а «носок» – ближе к другому), вошедших в экспериментальную выборку, с завышенными оценками времени их достижения.

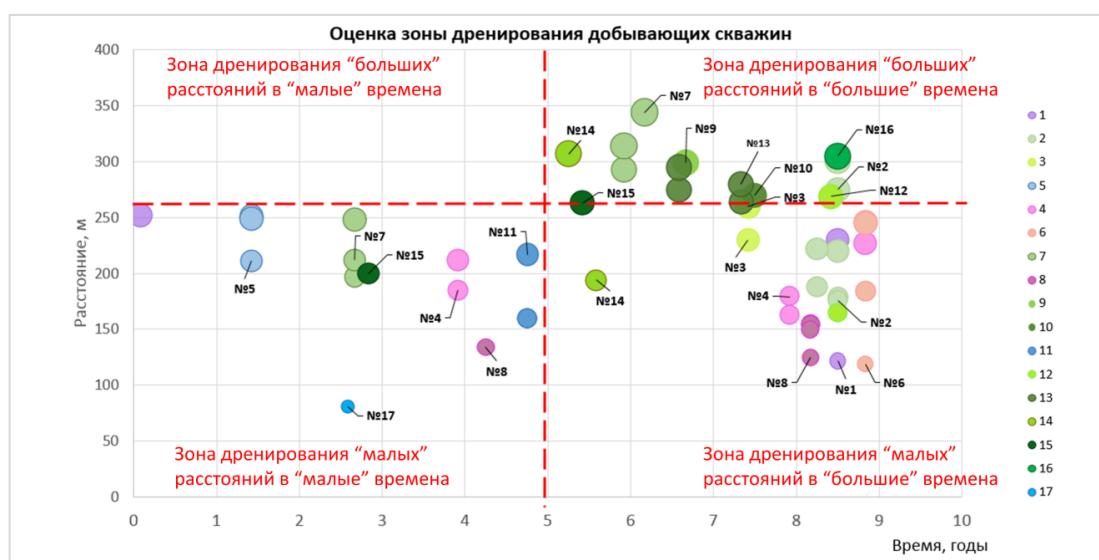


Рис. 7. Оценка зоны дренирования в зависимости от времени работы скважины (диаметр пузырьков пропорционален величине радиуса дренирования)

Несмотря на завышенные оценки, в рамках выборки установлено, что нет экспериментов, показавших значения радиуса дренирования, большее 250 м (середина расстояния между скважинами основной сетки), достигнутого во времени, меньшем 5 лет. Последнее свидетельствует о работе скважин низкопроницаемого пласта в течение 5 лет в режиме без интерференции соседних скважин, как добывающих, так и нагнетательных.

Большой разброс оценок времени достижения «малых» расстояний (до 250 м) связан как с неоднородностью коллекторских свойств, так и с запаздыванием в обнаружении достижения зоной дренирования определенного радиуса. Диапазон этих оценок варьируется от 1,5 до 9 лет.

Таким образом, для 35% исследований из изученной выборки зона дренирования достигает половины расстояния между скважинами основной сетки через 5 лет после начала эксплуатации, что находится в пределах срока разработки нефтегазового месторождения.

Небольшой объем проанализированной выборки (четверть обработанных исследований) связан с малой успешностью метода Нолте по оценке пластовых давлений.

Пути повышения успешности метода Нолте

Невысокая успешность получения оценок пластового давления методом Нолте обусловлена отсутствием процедуры проектирования КПД для оценки пластового давления при миниГРП/ГРП. Достаточное (1–5 ч) время остановки скважины для определения ключевых показателей технологии последующего проведения ГРП слишком мало для оценки пластового давления.

Ситуация усугубляется при использовании устьевого манометра для контроля всей операции: успешность в определении $P_{пл}$ в таком случае не превышает 19%, что обусловлено регистрацией прибором КПД первых часов остановки скважины, после которых прибор демонтируется, хотя скважина продолжает простояивать.

Подлежащие проектированию исследования методом диагностического нагнетательного теста [5, 6] для определения пластового давления и проницаемости пласта, основанные на схожих принципах создания небольшой незакрепленной трещины, показывают эффективность при оценке проектов [5], но экономически не оправданы для уже разрабатываемых коллекторов, что делает задачу повышения успешности метода Нолте для технологии миниГРП/ГРП крайне актуальной. Пути решения заключены во включении элемента проектирования для оценки $P_{пл}$: использование забойных манометров для контроля давления, проектирование незакрепленных трещин необходимых размеров для достижения режимов течения, увеличение времени исследования.

Практика последних лет показывает развитие по этому пути: в компаниях «Газпромнефть», «Роснефть», «Сургутнефтегаз» операции гидроразрыва на ННС и ГС с МГРП проводятся с использованием забойных манометров [4]. В компании «Татнефть» в рамках экспериментальной работы для определения оптимального времени достижения режимов принято решение об увеличении длительности КПД, процедура контролируется забойными манометрами [6].

Переход от метода к технологии позволит оценивать не только пластовые давления по псевдолинейным режимам течения, но и откроет возможность оценки проницаемости пласта по псевдорадиальному режиму течения.

В подтверждение действенности предлагаемых решений на рис. 8 показан

монотонный рост успешности в получении оценок P_{pl} по методу Нолте в зависимости от длительности регистрации КПД (резкий рост успешности исследований с длительностью более 18 ч связан с меньшей выборкой по сравнению с исследованиями длительностью менее 18 часов).



Рис. 8. Распределение успешности исследований миниГРП в зависимости от длительности регистрации КПД

Заключение

1. Исследование точности метода Нолте относительно методически зарекомендовавших себя гидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах проводилось для выборки наклонно-направленных скважин (в горизонтальных скважинах проведение экспериментов по сравнению параметров экономически и технически не представляется возможным). Сопоставление оценок пластового давления с оценками кривой восстановления уровня при освоении скважины после ГРП показало, что медианская ошибка в определении P_{pl} по методу Нолте в 8% достаточна для решения промысловых задач. Метод имеет тенденцию к завышению пластового давления.

2. Дальнейшее применение метода в горизонтальных скважинах было результативным для четверти всех рассмотренных кривых падения давления, т. е. в 25% случаев продолжительности исследований было достаточно для выявления режимов течения (длительность, как правило, невысока и нацелена на решение задачи проектирования ГРП), по которым давалась оценка пластового давления. Невысокая результативность обусловлена отсутствием проектирования КПД для оценки именно пластовых параметров. Повышение результативности возможно путем видоизменения технологии проведения миниГРП/ГРП.

3. Показано, что несмотря на невысокую успешность метода Нолте, оценки пластовых давлений по последним точкам КПД могут быть применены в качестве оценок сверху для характеристики энергетического состояния залежи, а также оценки зон дренирования добывающих скважин. Приведена общая схема работы по использованию результатов записи КПД для количественной и качественной оценок энергетического состояния пласта.

4. Установлено, что выработка запасов в межскважинном пространстве при основной сетке в 500 м для пласта с проницаемостью менее 1 мД происходит для

ряда скважин более чем через 5 лет после начала эксплуатации скважин, что находится в пределах срока разработки нефтегазового месторождения. Для ряда скважин также отмечается время достижения меньших расстояний (150 м) за период времени 8–9 лет. Такое различие в поведении скважин может быть объяснено неоднородностью латеральных свойств изучаемых пластов.

Благодарности

Авторы благодарят к.ф.-м.н. Емченко Ольгу Владимировну и д.т.н., профессора Федорова Вячеслава Николаевича за ценные идеи и обсуждения работы.

Литература

1. Nolte K.G., Maniere J.L., Owens K.A. After-closure analysis of fracture calibration tests // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 5–8 October 1997. Paper SPE-38676-MS. P. 333–348. <https://doi.org/10.2118/38676-MS>
2. Невмержицкий Я.В. Об особенностях гидродинамических исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах // Труды МФТИ. 2017. Т. 9, № 2. С. 46–56.
3. Салимгареева Э.М., Емченко О.В., Муллагалин И.З. и др. Выявление механизмов работы системы ППД для низкопроницаемого коллектора на базе комплексного анализа данных разработки, ГДИ и литолого-фациального анализа // ГеоКалининград-2021. Нефтегазовая, рудная геология и геофизика: Сборник трудов X Международной научно-практической конференции, г. Калининград, 26–30 апреля 2021. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2021. С. 107–111.
4. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ильясов А.М. и др. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 41–45.
5. Usmanova A., Smith P., Rylance M. After closure analysis as an appraisal approach // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181968-MS. 35 p. <https://doi.org/10.2118/181968-MS>
6. Ишкин Д.З., Муллагалин И.З., Лутфуллин А.А. и др. Анализ результатов контроля забойного давления при ГРП, миниГРП для определения пластового давления // Геология и недропользование. 2021. № 1. С. 88–93. <https://www.imgur.ru/images/2021/Biblio21/geonedro.pdf> (Дата обращения 25.05.2022).

Estimation of well drainage radius and reservoir pressure maintenance system efficiency in a tight reservoir by the data obtained by minifrac in the offset horizontal wells with multifrac

D.Z. Ishkin, I.Z. Mullagalin, G.A. Nigametyanova, E.M. Salimgareeva*

Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

E-mail: *salimgareevaem@ufntc.ru

Abstract. The low efficiency of classical methods of well testing during the development of hydrocarbon fields with tight and ultra-tight reservoirs forces engineers to use indirect approaches, one of which is the analysis of pressure drop curves during minifrac and main hydraulic fracturing operations to estimate reservoir pressure by the Nolte method. The paper focuses on obtaining a qualitative assessment of reserve recovery for an area of a field with hard-to-recover reserves with the wells arranged linearly and the distance between them of 500 m by estimating the drainage area and the impact of the pressure maintenance system in a reservoir with permeability of 1 mD or less based on restored inter-well reservoir pressure from the Nolte after-closure analysis of falloff data by quantitative and qualitative pore pressure estimations for each of the frac ports in a horizontal well with multifrac.

Keywords: hard-to-recover reserves, well tests, horizontal well, reservoir pressure, minifrac, hydraulic fracturing, multifrac, Nolte after-closure method, low permeability, ultra-low permeability.

Citation: Ishkin D.Z., Mullagalin I.Z., Nigametyanova G.A., Salimgareeva E.M. Estimation of well drainage radius and reservoir pressure maintenance system efficiency in a tight reservoir by the data obtained by minifrac in the offset horizontal wells with multifrac // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 175–185. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art13> (In Russ.).

References

1. Nolte K.G., Maniere J.L., Owens K.A. After-closure analysis of fracture calibration tests // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 5–8 October 1997. Paper SPE-38676-MS. P. 333–348. <https://doi.org/10.2118/38676-MS>
2. Nevmerzhitskiy Y.V. On well tests features in the low-permeability reservoirs // Proceedings of Moscow Institute of Physics and Technology (State University). 2017. Vol. 9, No. 2. P. 46–56. (In Russ.).
3. Salimgareeva E.M., Emchenko O.V. Pressure maintenance mechanism detection for tight reservoir through integrated approach including reservoir engineering and well test data and litho-facial analysis // GeoKaliningrad-2021. Petroleum and Mining Geology and Geophysics: Proceedings of the 10th International Scientific and Practical Conference. Tver: PolyPress LLC, 2021. P. 107–111. (In Russ.).
4. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Ilyasov A.M. et al. Pressure fall-off analysis after test injections during hydraulic fracturing // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 11. P. 41–45. (In Russ.).
5. Usmanova A., Smith P., Rylance M. After closure analysis as an appraisal approach // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181968-MS. 35 p. <https://doi.org/10.2118/181968-MS>
6. Ishkin D.Z., Mullagalin I.Z., Lutfullin A.A. et al. Reservoir pressure determination: analysis of the results of bottomhole pressure monitoring in the course of fracturing and DFIT // Geology and Subsoil Use. 2021. No. 1. P. 88–93. <https://www.imgur.ru/images/2021/Biblio21/geonedro.pdf> (Accessed on 25.05.2022). (In Russ.).

Литолого-фациональные модели меловых карбонатных резервуаров Месопотамского прогиба: особенности строения и закономерности размещения

В.В. Пошибаев^{1,2*}, А.П. Прибуш², Э.Р. Гатаулина²

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

E-mail: *vladimir.poshibaev@lukoil.com

Аннотация. В статье приводятся результаты комплексных разномасштабных исследований карбонатных природных резервуаров крупных и супергигантских месторождений нефти и газа Месопотамского прогиба. В верхнемеловых отложениях свиты Миширф выявлены разнообразные фациональные обстановки. На одном из месторождений впервые выделены и обоснованы литофации приливно-отливных каналов. Показано, что высокие значения продуктивности связаны с зонами их распространения. Принципиально другой тип резервуара отмечается в одновозрастных отложениях на другом крупном месторождении в регионе. Здесь основная продуктивность связана с фациями кораллово-рудистовых органогенных построек и отмелей. В результате детальных седиментологических исследований и реконструкции палеобиоценозов организмов-рифостроителей выявлены основные закономерности строения резервуара. В нижнемеловых отложениях свиты Ямама выявлены и оконтурены фации коралловостроматопорово-водорослевых органогенных построек и отмелей, распространение которых объясняет наличие отдельных изолированных залежей, а также разные положения водонефтяных контактов.

Ключевые слова: природные резервуары, приливно-отливные каналы, органогенные постройки, породы-коллекторы, сейсмофациальный анализ, сиквенс-стратиграфия, седиментология, свита Миширф, свита Ямама, Месопотамский прогиб.

Для цитирования: Пошибаев В.В., Прибуш А.П., Гатаулина Э.Р. Литолого-фациональные модели меловых карбонатных резервуаров Месопотамского прогиба: особенности строения и закономерности размещения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 186–201.
<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art14>

Введение

Нефтегазоносный бассейн Месопотамского прогиба представляет собой область уникальной концентрации нефти и газа и уже длительное время занимает лидирующее положение среди нефтедобывающих регионов мира. Основными нефтегазоносными резервуарами являются юрско-меловые карбонатные комплексы.

Поиск и разведка в юрско-меловых карбонатных отложениях Месопотамского

прогиба традиционно сосредоточены в структурных ловушках. Между тем непрерывно развивающиеся за последние десятилетия технологии сейсморазведки МОГТ-3D/2D, исследований скважин, а также методы отбора и детального изучения керна позволяют существенно детализировать представления о строении, вещественном составе и неоднородности природных резервуаров нефти и газа.

Так, в результате комплексных разномасштабных геолого-геофизических и литолого-петрофизических исследований даже относительно хорошо изученных нефтегазовых месторождений, появляются принципиально новые представления о более сложной архитектуре резервуара, его составе и физико-химических свойствах. Довольно часто оказывается, что многие ловушки, которые ранее считались структурными, более корректно относить к ловушкам комбинированного типа. Их конфигурация, как правило, бывает обусловлена, с одной стороны, структурным фактором, с другой – изменчивостью вещественного состава – литолого-фациальными замещениями, а также изменчивостью качества резервуара, связанного с постседиментационными – диа- и катагенетическими преобразованиями.

Объектом настоящих исследований являются меловые карбонатные природные резервуары нефти и газа Месопотамского прогиба. В работе показано, что даже в пределах месторождений-супергигантов, характеризующихся высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств, современными геолого-геофизическими методами диагностируется крайне высокая степень неоднородности, во многом определяющей стратегию промышленного освоения месторождения. Это обстоятельство позволяет расширить представления о поисковых признаках при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ в регионе.

Материалы и методы

Работа основана на результатах детального литологического описания и интерпретации кернового материала скважин нескольких нефтяных залежей и месторождений Месопотамского прогиба.

Были привлечены данные геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведки МОГТ-3D/2D, результаты интерпретации промыслового-геофизических исследований, анализа физико-химических свойств керна и флюидов.

Детальные литологические анализы керна и стандартных петрографических шлифов позволили охарактеризовать состав и строение изучаемых продуктивных интервалов.

Выполнен анализ типов строения разреза, проведены циклостратиграфический (сиквенс-стратиграфический) и сейсмостратиграфический анализы; осуществлена корреляция разрезов скважин; одновременно была проведена интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3D/2D. Анализ микропалеонтологических остатков и, в целом, реконструированных палеобиоценозов организмов-рифостроителей, сделал возможным выделение основных этапов и закономерностей формирования изучаемых карбонатных осадочных комплексов.

В результате работы были выявлены закономерности вертикального и латерального распределения литофаций и сейсмофаций, что в конечном итоге позволило осуществить прогноз зон распространения пород-коллекторов.

Геологическая характеристика

В тектоническом отношении исследуемый регион приурочен к крупной асимметричной впадине, которая была сформирована в результате длительного прогибания в области сочленения Африкано-Аравийской платформы с Альпийско-Гималайским горно-складчатым поясом.

В истории геологического развития бассейна выделяется несколько основных крупных тектоно-стратиграфических этапов, соответствующих 11 мегасеквенциям (или мегациклам), которые представляют собой закономерное чередование определенных типов осадочных комплексов. В плитотектоническом отношении исследуемый регион находился в различных геодинамических обстановках, от внутриконтинентальных рифтов до пассивной и активной окраин.

Позднеюрско-позднемеловая тектоно-стратиграфическая мегасеквенция AP8 длилась порядка 57 млн лет. Она характеризуется осадконакоплением в пределах обширного карбонатного рампа и участками терригенного мелководного шельфа. Верхняя граница мегасеквенции AP8 связана с обдуцией олиолитовых комплексов на северо-восточной окраине плиты, и, по-видимому, глобальным понижением уровня моря. Основными продуктивными толщами мегасеквенции

являются свиты Ямама (берриас-валанжин) и свиты Румайла-Мишриф (сеноман-турон).

Модель верхнемелового резервуара в отложениях приливно-отливной равнины (свита Мишриф)

Одним из основных нефтеносных уровней в пределах бассейна Персидского залива являются карбонатные отложения свиты Мишриф [1]. В регионе было детально изучено два месторождения, продуктивные толщи которых хоть и являются одновозрастными, но существенно отличаются друг от друга по литологическому составу, фациальным характеристикам, а также фильтрационно-емкостным свойствам. Одни карбонатные толщи формировались в условиях преимущественного распространения обширной приливно-отливной равнины (рис. 1), другие связаны с органогенными постройками относительно мелководного шельфа.

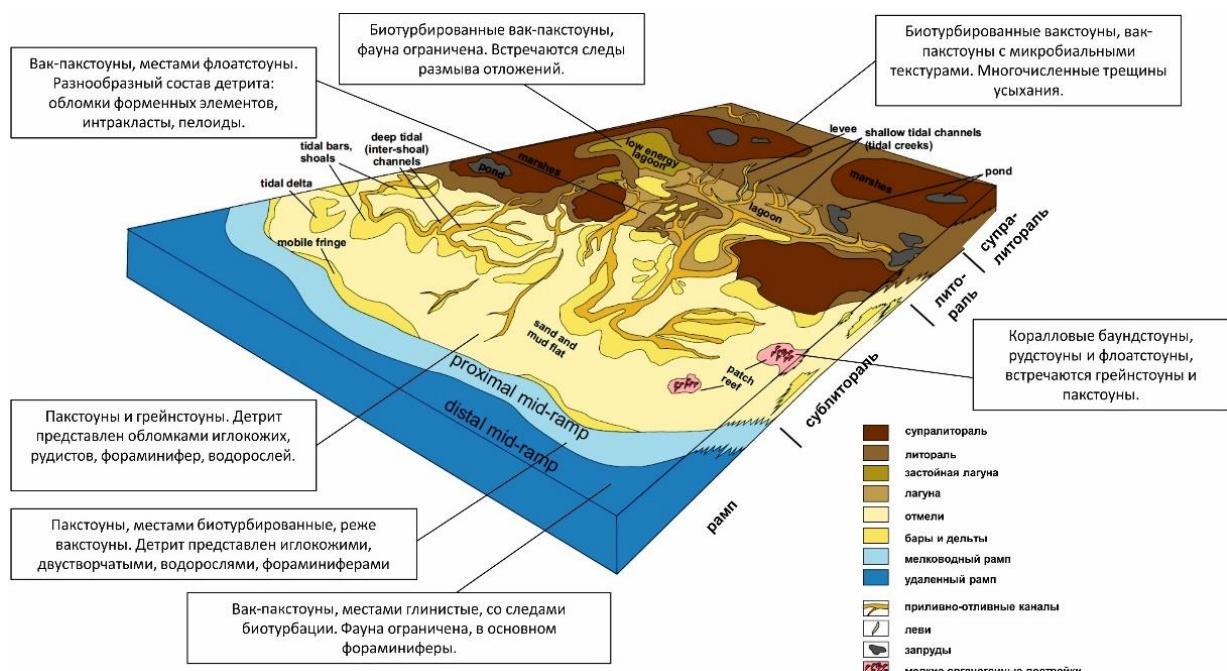


Рис. 1. Принципиальная модель седиментации для отложений свиты Мишриф, сеноманский-туронский ярус, Месопотамский прогиб [2] с дополнениями

В пределах одного из исследуемых месторождений-супергигантов бассейна Персидского залива продуктивные отложения свиты Мишриф представлены циклическим переслаиванием органогенно-детритовых рудистовых и криноидных известняков (руд-, флоат-, грейнстоунов, пак-, вакстоунов), пелоидных известняков, в меньшей степени биогермных водорослевых, коралловых и рудистовых известняков, известняков микрокристаллических. С постепенными переходами отложения свиты Мишриф залегают на микрокристаллических известняках относительно более удаленного шельфа свиты Румайла.

Циклическое строение свиты Мишриф определяет основные закономерности распределения пород-коллекторов в разрезе. Высокие значения фильтрационно-емкостных свойств отмечаются в верхних частях выделенных циклитов. По латерали также отмечаются закономерные фациальные переходы, определяющие изменчивость фильтрационно-емкостных свойств: мелководный открытый шельф – отмели – лагуна – верхняя часть приливно-отливной равнины.

В целом формирование отложений свиты Мишриф происходило на фоне постепенного обмеления морского бассейна. Мелководно-морские отложения нижней части свиты Мишриф постепенно сменяются отложениями карбонатных отмелей в средней части разреза, а затем переходят в крайне мелководные отложения – верхнюю часть литорали. Наиболее продуктивные отложения связаны с отложениями карбонатных отмелей, широко развитыми в пределах средней части разреза.

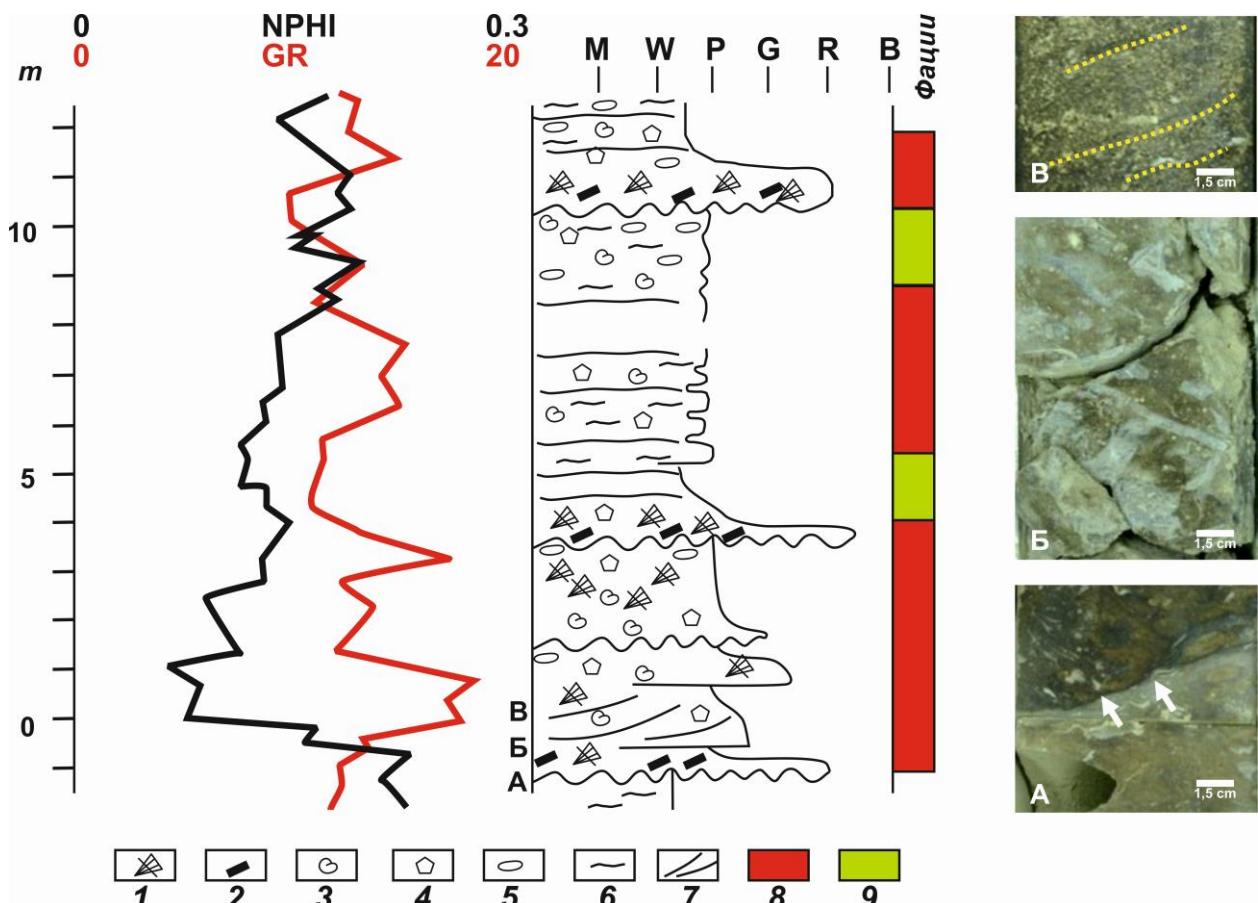
Необходимо отметить, что предыдущие фациальные реконструкции, выполненные без учета результатов сейсмофациального анализа, не всегда объясняли резко различную степень

продуктивности скважин, зачастую расположенных рядом. В результате более детального седиментологического изучения разрезов скважин по керну и анализа результатов интерпретации сейсморазведки МОГТ-2D/3D, в том числе атрибутного анализа, было установлено, что выделенные фации отмелей, лагуны, верхней части литорали в отложениях свиты Мишриф «изрезаны» фациями многочисленных извилистых приливно-отливных каналов [2].

Эти фации отличаются от вмещающих отложений специфической обстановкой их формирования и динамикой водной среды. Мощность осадков, заполняющих единичные приливно-отливные каналы, составляет от 0 до 3–5 м (рис. 2), ширина колеблется в большом диапазоне: от 0,1 до 1 км. При выполнении фациальных реконструкций было установлено, что по направлению в сторону предполагаемой суши все каналы постепенно мелеют и в самой мелководной зоне (верхняя литораль) исчезают. На картах сейсмических атрибутов это хорошо отражено в виде извилистых переплетающихся аномалий (рис. 3). Наиболее отчетливо выделяющиеся каналы – более глубокие и соответственно более мощные.

Для приливно-отливных каналов также характерно их латеральное смещение подобно смещениям речных каналов, переносящих терригенный материал. Переплетающиеся многочисленные каналы можно сопоставить с терригенными дельтовыми комплексами, только ориентированными наоборот.

Установлено, что во время латеральных смещений и меандрирования приливно-отливные каналы сформировали многочисленные аккумулятивные тела (прирусовые отмели, косы), которые часто были переработаны в результате дальнейших боковых перемещений русел.



Условные обозначения: 1 – обломки рудистов, 2 – интракласты, 3 – фораминиферы,
4 – обломки иглокожих, 5 – пелоиды, 6 – пологая волнистая слоистость,
7 – косая слоистость, 8 – фации приливно-отливных каналов, 9 – фации лагуны

Рис. 2. Форма картажных кривых, фрагмент литологической колонки и структурно-текстурные особенности фаций карбонатных приливно-отливных каналов в отложениях свиты Мишриф, сеноман-турон, Месопотамский прогиб:
А – эрозионные контакты в основании канала, Б – многочисленные неокатанные интракласты,
В – косая слоистость

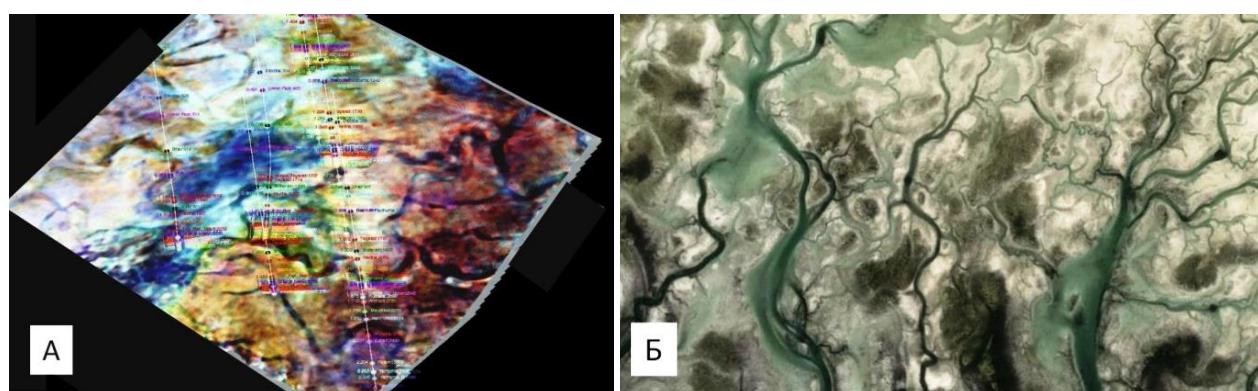


Рис. 3. Приливно-отливные каналы:
А – свита Мишриф, Месопотамский прогиб, на картах сейсмических атрибутов;
Б – современные приливно-отливные каналы, Багамы, фрагмент снимка Google Earth [2]

Как правило, в основании канала расположен наиболее грубозернистый плохо сортированный органогенный детрит с интракластами и крупными обломками (рудстоуны и грейнстоуны). В этой части развиты отложения с улучшенными значениями пористости и проницаемости. Грейнстоуны оснований русел постепенно сменяются пак-вакстоунами прирусовых отмелей. Во время максимального затопления каналы заполнялись илистым материалом с органогенным детритом (вак-пакстоуны, часто пелойдные).

Литологический состав отложений, заполняющих каналы, во многом отражает гидродинамику среды осадконакопления. Наиболее грубозернистые (и соответственно высокопористые) карбонатные отложения были сформированы в каналах с высокой гидродинамикой. В этой связи при прогнозе коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами первоочередными являются морские побережья, «изрезанные» крупными каналами.

Выявление фаций каналов в отложениях свиты Мишриф позволяет объяснить высокую степень неоднородности распределения коллекторов с улучшенными значениями фильтрационно-емкостных свойств, а также резко различную продуктивность в пределах одного из месторождений супергигантов Месопотамского прогиба. Дебиты скважин в основном существенно выше в скважинах, разбуренных в пределах распространения приливно-отливных каналов, выявленных по результатам анализа карт атрибутов. Распределение приливно-отливных каналов и прирусовых валов определяет, по-видимому, не только неоднородность распределения коллекторов, но и анизотропию их проницаемости.

Изучение и выявление приливно-отливных карбонатных отложений в осадочных толщах является достаточно

сложной задачей, несмотря на то, что за последнее время появились многочисленные, хотя и разрозненные представления о палеогеографии этих областей, геометрии формируемых здесь осадочных тел, типах ловушек и закономерностях строения природных резервуаров. Выделение и прослеживание в древних осадочных толщах палеоканалов карбонатного состава является практически неосуществимой задачей без применения данных сейсморазведки 3D, в частности, атрибутивного анализа.

В исследуемом регионе приливно-отливные каналы в карбонатных отложениях были детально изучены в стратиграфических аналогах свиты Натих как в скважинах глубокого бурения, так и в обнажениях [3]. Специалисты из компании Exxon Mobil при изучении южной части исследуемого месторождения-супергиганта также пришли к выводам о существовании системы приливно-отливных каналов в верхнемеловых карбонатах, аналогами которых они считают современные приливно-отливные системы побережья Абу-Даби и Флориды.

Модель верхнемелового резервуара, приуроченная к отложениям органогенных построек и отмелей (свита Мишриф)

Принципиально иное строение имеет природный резервуар в отложениях свиты Мишриф на другом крупном нефтяном месторождении, расположеннном в зоне сочленения Месопотамского прогиба и зоны Салмана (Аравийская плита). Относительно недавно в этой зоне была выявлена крупная линейно вытянутая органогенная постройка, ориентированная в северо-восточном – юго-западном направлении, протяженностью более 20 км. Мощность продуктивных отложений составляет более 120 м.

Существенный вклад в понимание строения резервуара внесли детальные седиментологические исследования, сиквенс-стратиграфический и сейсмофациальный анализы, а также анализ палеобиоценозов организмов-рифостроителей [4].

Наличие качественно отобранного и обработанного кернового материала позволило провести детальные литологические исследования в разрезах 9-ти разведочных скважин. Полученные

результаты хорошо сопоставляются с результатами интерпретации сейсморазведки МОГТ-3D/2D.

В разрезах исследуемых скважин выявлено и охарактеризовано около 28 литологических типов пород. К основным литологическим разностям были отнесены: вакстоуны, пакстоуны, грейнстоуны, рудстоуны, флоатстоуны, баундстоуны (рис. 4). Также выделены переходные разности: вак-пакстоуны, пак-грейнстоуны и др.

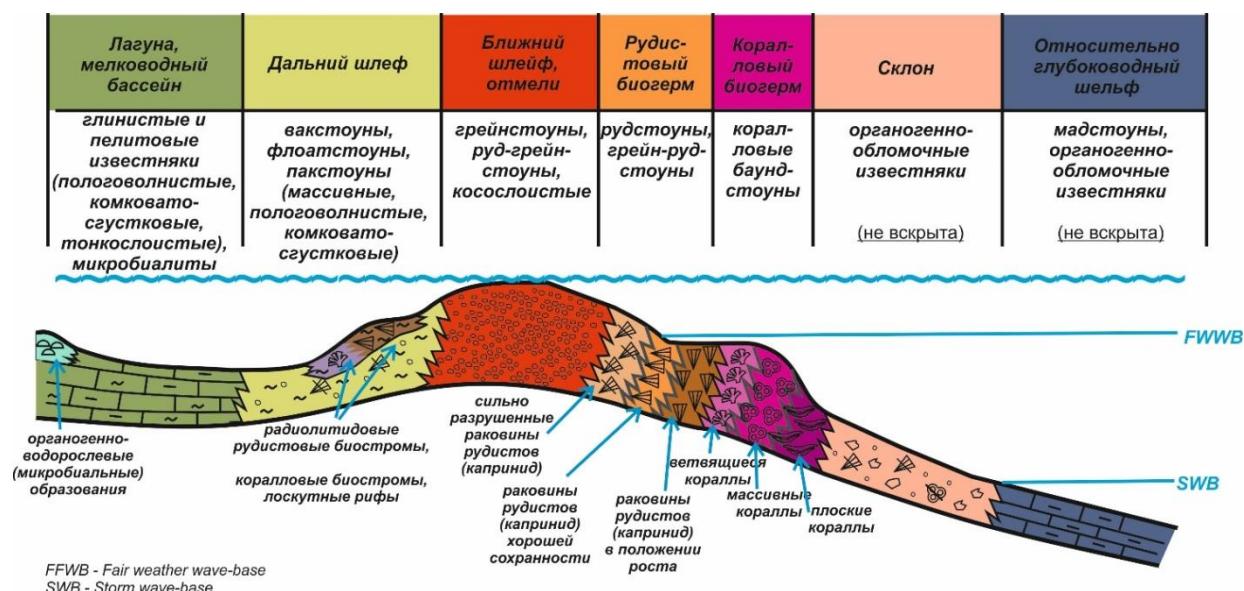


Рис. 4. Схематический профиль, иллюстрирующий основные ассоциации лиофаций и обстановки седиментации, свита Мишииф, Месопотамский прогиб [4]

Существенную роль при литолого-фациальных реконструкциях сыграли микропалеонтологические исследования. В результате анализа палеобиоценозов было установлено, что основными организмами-рифостроителями являлись рудисты (или двустворчатые моллюски), массивные и ветвящиеся кораллы (типа *Porites*, *Pocillopora*, *Heliorpora* и др.). Выявлено, что для зоны органогенной (рифовой) постройки было также типично обилие организмов-

инкрустаторов. В зоне «рифа–зарифа» широкое распространение получили зеленые и филлоидные водоросли, гастроподы, брахиоподы, иглокожие, фораминиферы (милиолиды, фузулиниды, орбитолиниды и др.). В зариевой зоне широко распространены следы роющих организмов *Ophiomorpha*. В зоне лагуны первичные осадочные структуры часто изменены следами биотурбации, среди них наиболее часто встречается *Rhizocorallium*.

Выделенные литологические типы были объединены в комплексы лиофаций, последовательности которых в разрезе и по площади образуют, как правило, закономерные переходы (рис. 5): лиофации открытого относительно глубоководного шельфа, склона постройки, коралловой постройки, рудистовой постройки и рудистовых отмелей, лиофации отмелей, лиофации биостромов и одиночных рифов, мелководного открытого морского бассейна (зарифовая зона), полуизолированного мелководного морского бассейна (лагуны) [5].

В текстурном отношении рудстоуны были разделены на подтипы, имеющие важное значение для реконструкции условий осадконакопления и прогноза зон улучшенных коллекторов. Так, например, рудстоуны с многочисленными крупными, хорошо сохранившимися раковинами (более 3–5 см) и их фрагментами, а также незначительной примесью пелитового материала характеризуются самыми высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств. Предполагается, что они были сформированы в непосредственной близости от органогенной постройки. Рудстоуны с мелкими, сильно раздробленными обломками, вероятно, могли быть перенесены на более дальние расстояния, что было учтено при фациальных реконструкциях.

В разрезах исследуемого месторождения было выявлено два вида ископаемых рудистов: *Caprinidae* и *Radiolitidae*. Самые продуктивные нефтеносные интервалы выявлены в пачках рудстоунов, сложенных рудистами *Caprinidae*. *Caprinidae* формировали, по-видимому, умеренно крупные постройки в

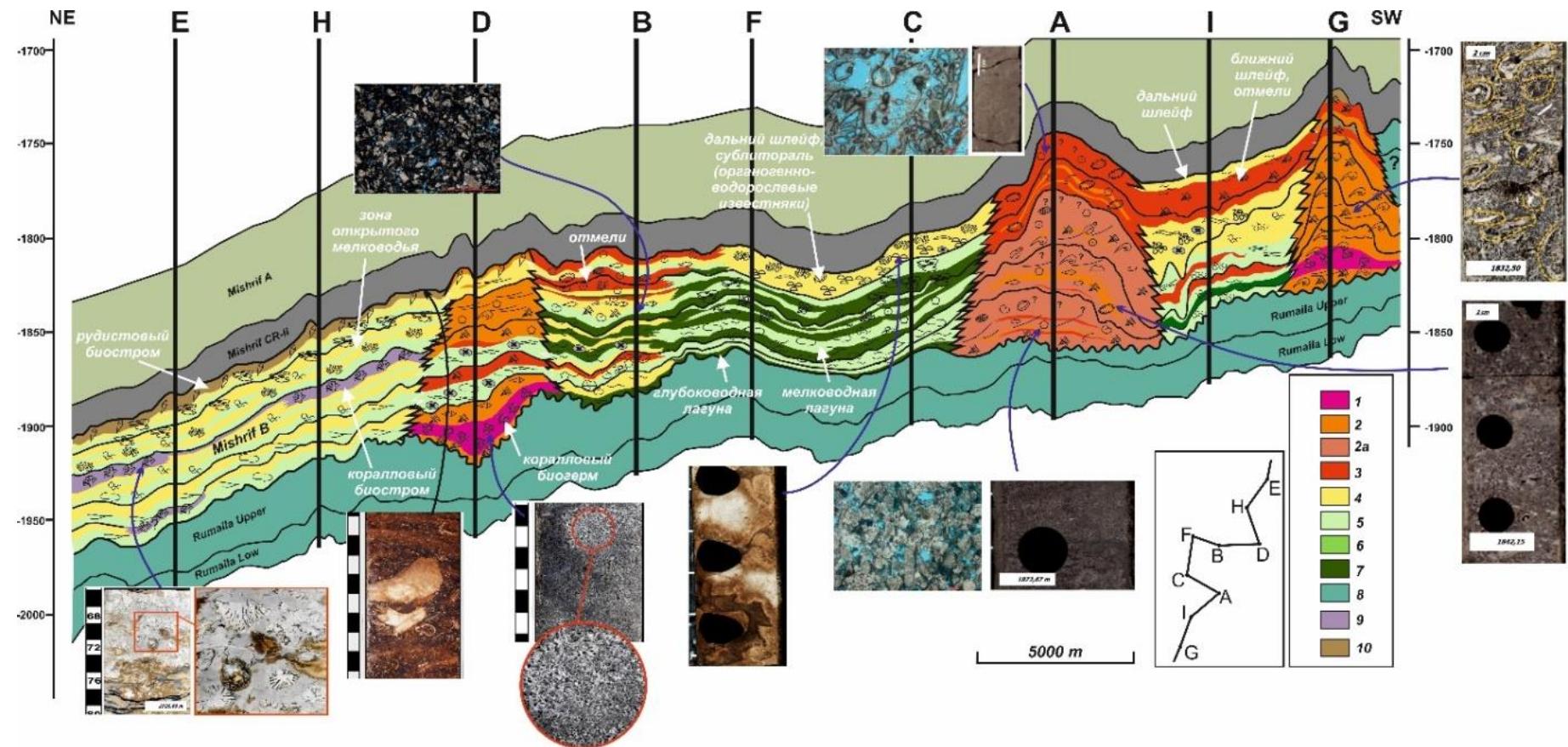
пределах мелководных участков непосредственно за коралловыми рифами.

Лиофации коралловой постройки встречаются в нижнем циклите свиты Мишириф и имеют ограниченное распространение по латерали. Лиофации коралловых колоний связаны, по-видимому, с относительно более глубоководными условиями, высокой степенью прозрачности морской воды и нормальной соленостью, характеризуются высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств.

Выполненный детальный седиментологический анализ позволил выделить в разрезах исследуемых скважин секвенции (циклиты) меньших порядков. Всего выявлено пять асимметричных трансгрессивно-регressiveных секвенций. Самая нижняя, первая, секвенция залегает на отложениях свиты Румайла с размывом в зоне рифовой постройки и без следов явных несогласий в зарифовой зоне и лагуне. Мощности трех нижних секвенций достаточно резко меняются по площади, в то время как верхние две секвенции являются относительно выдержаными по толщине.

Для секвенций характерна асимметричная структура, трансгрессивная часть резко сокращена. Самые пористые карбонатные разности приурочены к верхним ее частям.

Установлена отчетливая зависимость между мощностями секвенций, фациальными зонами и эффективными толщиными коллекторов. Наибольшие мощности отложений и суммарные эффективные толщины коллекторов наблюдаются в зоне рифовой постройки, минимальные – в лагуне. Две верхние секвенции относительно выдержаны по площади и связаны с фациями карбонатных отмелей.



Условные обозначения: 1 – массивные коралловые баунстоуны, 2 – рудстоуны; 2а – грейстоуны;
3 – руд-гнейстоуны; 4 – пак-гнейстоуны; 5 – пакстоуны; 6 – вак-пакстоуны; 7 – вакстоуны; 8 – отложения свиты Румайла;
9 – коралловый биостром; 10 – радиолитидовый биостром

Рис. 5. Профиль месторождения Свита Мишириф, Месопотамский прогиб, с нанесенными границами секвенций и литофаcиями [4]

В результате выполненных исследований было установлено, что органогенная постройка характеризуется отчетливым асимметричным и зональным распределением литофаций, связанным с комплексом факторов, ключевыми из которых являлись, вероятно, преобладающее направление течений и волнений, а также относительная глубина морского дна.

Постепенное обмеление бассейна седиментации во время формирования свиты Мишриф привело к исчезновению массивных коралловых построек и масштабному расцвету рудистовых колоний. Дальнейшее обмеление привело к исчезновению рудистовых построек и появлению обширных отмельных зон и водорослевых лагун.

Наиболее высокие значения фильтрационно-емкостных свойств характерны для рудстоунов, грейнстоунов, руд-грейнстоунов, коралловых баундстоунов.

Таким образом, в результате проведенных исследований было показано, что неоднородность резервуара во многом связана с многообразием фациальных обстановок. Изменчивость качества природного резервуара во многом определяется закономерной сменой литофаций, образованных в определенные этапы (циклы) колебаний уровня моря. Наиболее высокие значения фильтрационно-емкостных показателей связаны с фациями органогенных построек и отмелей. Детальный седиментологический и микропалеонтологический анализ керна показал, что ископаемые рифы как природные резервуары нефти и газа могут хранить в себе крайне важную информацию об обстановках осадконакопления и ее изменчивости даже за относительно короткие промежутки времени. Трудность изучения

нефтегазоносных рифовых построек связана как с их неоднородным внутренним строением, так и со сложной внешней конфигурацией.

Модель нижнемелового резервуара, приуроченная к отложениям органогенных построек и отмелей (свита Ямама)

В пределах бассейна Месопотамского прогиба были также изучены более глубоко залегающие берриасско-валанжинские отложения свиты Ямама. Мощность свиты в пределах района исследований составляет 250–300 м [6]. В этих отложениях была начата пробная эксплуатация. Результаты бурения новых скважин, анализа замеров пластового давления и PVT-свойств пластовых флюидов показали, что существующие представления о пластовом и однородном строении резервуара являются крайне упрощенными и увеличивают риски выбора неэффективной системы разработки месторождения, числа проектных скважин.

В этой связи были проведены комплексные литологические и геолого-геофизические исследования и построена новая концептуальная модель строения нижнемелового резервуара свиты Ямама. Предложено геологическое обоснование наличия отдельных изолированных залежей и разных уровней водонефтяных контактов в интервале свиты Ямама. Установлено, что неравномерное распределение фильтрационно-емкостных свойств обусловлено высокой степенью латеральной и вертикальной неоднородности, связанной с фациальной изменчивостью продуктивных отложений, а также интенсивностью и направленностью вторичных преобразований пород, в том числе трещиноватости.

В результате проведенных литологических исследований было установлено, что в разрезах исследуемых скважин отложения свиты Ямама представлены известняками биогермными кораллово-строматопорово-водорослевыми, органогенно-водорослевыми, органогенно-обломочными, комковато-сгустковыми, известняками полого-волнистыми органогенно-обломочными и глинистыми, известняками массивными пелитовыми (мадстоунами).

Известняки биогермные характеризуются каркасным строением. Органогенный каркас, как правило, сложен реликтами строматопороидей, кораллов, микробиально-водорослевых образований. Органогенно-обломочные известняки

представлены оолитовыми и пелоидными грейнстоунами, пак- и вакстоунами, а также переходными разностями. Для мадстоунов характерно обилие пелитового, часто глинистого, материала.

Одной из отличительных особенностей отложений формации Ямама является обилие в биогермных известняках организмов-инкрустаторов *Lithocodium–Bacinella*. *Lithocodium aggregatum* и *Bacinella correctis* – представителей вымерших известковых организмов-инкрустаторов, таксономическое положение которых является дискуссионным и неоднозначным [7]. Их наличие, как правило, указывает на рифовые или лагунные обстановки субтропических мелководных условий (рис. 6).

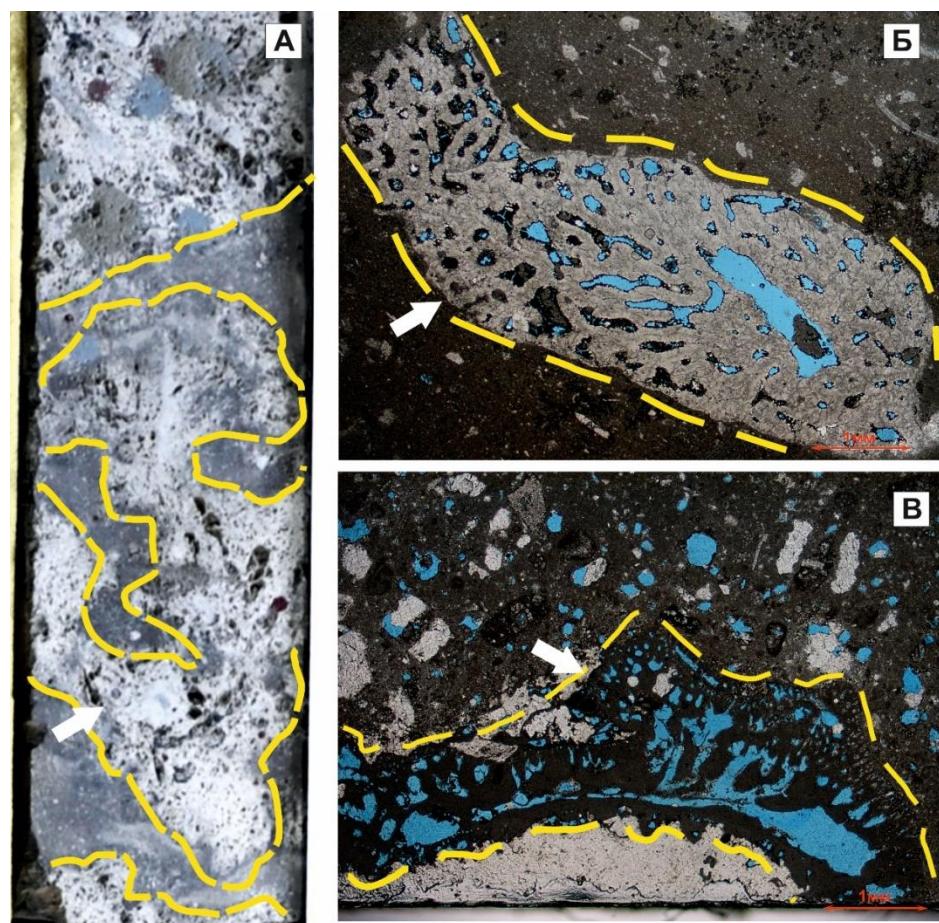


Рис. 6. Организмы-рифостроители в отложениях свиты Ямама, Месопотамский прогиб:
А – строматопорово-кораллово-водорослевый баундстоун (фрагмент фотографии распиленного керна);
Б – фрагменты склероспонгий (гобок), без анализатора; В – фрагменты организмов-инкрустаторов *Lithocodium–Bacinella*, без анализатора (фото Е.Е. Винокурова)

Микроинкрустаторы имеют важное значение при восстановлении палеогеографии и палеоэкологии. *Lithocodium aggregatum*, *Bacinella irregularis* и их ассоциации служат показателями мелководных олиготрофных условий (развивающиеся в среде с низким содержанием питательных веществ) внутренней платформы и ее края при небольшой скорости седиментации.

Известняки, содержащие реликты *Lithocodium–Bacinella*, характеризуются хорошими коллекторскими свойствами, образуют крупные (до нескольких км) холмовидные постройки высотой до нескольких десятков метров.

По итогам проведенных исследований было предложено выделить в разрезе 4 крупных асимметричных трансгрессивно-ретргессивных циклита (секвенции): В2, В1, А2, А1. Было показано, что регрессивная часть циклитов преобладает над трансгрессивной, цикллы (секвенции) характеризуются асимметричным строением. Секвенции В2 и В1 представлены в основном

известняками глинистыми и известняками биогермными. Секвенции А2 и А1 сложены преимущественно органогенно-обломочными известняками. В целом, нижние части секвенций представлены, как правило, глинистыми известняками, верхние – известняками биогермными и органогенно-обломочными. Уровень Ямама В характеризуется преобладанием биогермных известняков, Ямама А – органогенно-обломочных известняков. Высокие значения фильтрационно-емкостных свойств отмечаются в верхних частях выделенных циклитов.

На основе проведенных литологических исследований, а также анализа карт толщин выделенных секвенций и карт эффективных толщин, было предложено выделение трех основных фациальных зон (рис. 7):

- 1) преимущественного развития органогенных построек;
- 2) преимущественного распространения карбонатных отмелей и лагун;
- 3) открытого шельфа.

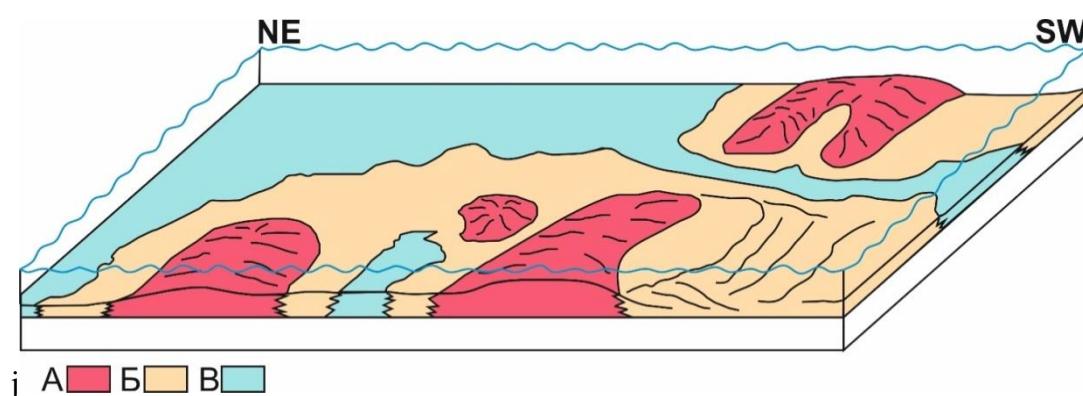


Рис. 7. Концептуальная модель строения продуктивных отложений свиты Ямама, Месопотамский прогиб: А – фации органогенных построек; Б – зона преимущественного распространения отмелей; В – фации открытого шельфа, [8] с дополнениями

Для выделенных секвенций была установлена приемлемая корреляция между характеристиками коллекторов (эффективные толщины) и результатами

атрибутивного анализа, а также интерпретации сейсморазведки МОГТ-3D/2D. Построены детальные карты распределения основных групп сейсмофаций.

Результаты проведенного динамического анализа в комплексе с седиментологическими исследованиями керна существенно повлияли на структуру итоговых геологической и гидродинамических моделей месторождения, а также изменение запасов углеводородов.

Заключение

Отличительной особенностью продуктивных меловых карбонатных отложений Месопотамского прогиба является наличие высокопористых и высокопроницаемых пород-коллекторов. Несмотря на это, отложения характеризуются высокой степенью вертикальной и латеральной неоднородностей.

В пределах одного из месторождений-супергигантов Месопотамского прогиба в результате детального анализа керна, промыслового-геофизических исследований и, главным образом, данных сейсморазведки МОГТ-2D/3D, в отложениях свиты Мишриф (сеноман-турон) были закартированы аномалии в виде сети многочисленных извилистых переплетающихся каналов. Показано, что выявленные аномалии соответствуют системе переплетающихся каналов в пределах обширной приливно-отливной карбонатной равнины.

Установлено, что отложения, заполняющие каналы, характеризуются более высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств. Распределение

приливно-отливных каналов и прирусловых валов определяет, по-видимому, не только неоднородность распределения коллекторов, но и анизотропию проницаемости природного резервуара.

В пределах другого крупного месторождения отложения свиты Мишриф имеют принципиально иное строение и связаны с фациями органогенных рудистовых и коралловых построек, а также фациями отмелей. Проведенный комплексный анализ распределения лиофаций и палеобиоценозов организмов-рифостроителей позволил существенно детализировать представления о неоднородности выявленной органогенной постройки и повысить достоверность прогноза зон коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Для нижнемеловых продуктивных отложений свиты Ямама предложена новая концептуальная геологическая модель одного из крупнейших месторождений Месопотамского прогиба. В центральной части месторождения обнаружена и оконтурена крупная аномалия, соответствующая органогенной коралловостроматопорово-водорослевой постройке. Установлено, что залежи в отложениях свиты Ямама приурочены к ловушкам комбинированного типа. Их конфигурация обусловлена, с одной стороны, структурным фактором, с другой – изменчивостью вещественного состава – литологическими замещениями.

Литература

1. *Mahdi T.A., Aqrabi A.A.M., Horbury A.D., Sherwani G.H. Sedimentological characterization of the mid-Cretaceous Mishrif reservoir in southern Mesopotamian Basin, Iraq // GeoArabia. 2013. Vol. 18, No. 1. P. 139–174. <https://doi.org/10.2113/geoarabia1801139>*
2. *Пошибаев В.В., Прибуши А.П., Хипели Р.В. Система приливно-отливных каналов в верхнемеловых карбонатных отложениях Месопотамского прогиба (на примере одного из*

месторождений-супергигантов) // ГеоЕвразия-2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии: Материалы III Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Т. I. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020. С. 89–92.

3. *Grélaud C., Razin P., Homewood P.* Channelized systems in an inner carbonate platform setting: Differentiation between incisions and tidal channels (Natih Formation, Late Cretaceous, Oman) // Geological Society, London, Special Publications. 2010. Vol. 329. P. 163–186. <https://doi.org/10.1144/SP329.8>

4. *Пошибаев В.В., Семянов М.А., Делия П.С. и др.* Фациальный анализ и палеоэкология позднемеловых органогенных построек южной части Ирака (на примере одного из нефтяных месторождений) // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях: Материалы IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Т. I. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2021. С. 286–290.

5. *Hattori K.E., Kerans C., Martindale R.C.* Sequence stratigraphic and paleoecologic analysis of an Albian coral-rudist patch reef, Arizona, USA // Palaios. 2019. Vol. 34, No. 12. P. 600–615. <https://doi.org/10.2110/palo.2019.052>

6. *Chafeet H.A.* Yamama reservoir characterization in the West Qurna oil field, Southern Iraq // Iraqi Journal of Science. 2016. Vol. 57, No. 24. P. 938–947.

7. *Rameil N., Immenhauser A., Warrlich G. et al.* Morphological patterns of Aptian *Lithocodium–Bacinella* geobodies: Relation to environment and scale // Sedimentology. 2010. Vol. 57, No. 3. P. 883–911. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2009.01124.x>

8. *Brigaud B., Vincent B., Carpentier C. et al.* Growth and demise of the Jurassic carbonate platform in the intracratonic Paris Basin (France): Interplay of climate change, eustasy and tectonics // Marine and Petroleum Geology. 2014. Vol. 53. P. 3–29. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.09.008>

Lithofacies models of cretaceous reservoirs of the Mesopotamian trough: structural features and distribution patterns

V.V. Poshibaev^{1,2*}, A.P. Pribush², E.R. Gataulina²

1 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

2 – LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia

E-mail: *vladimir.poshibaev@lukoil.com

Abstract. The article presents the results of complex multi-scale studies of carbonate natural reservoirs of large and supergiant oil and gas fields of the Mesopotamian trough. Various depositional environments have been identified in the Upper Cretaceous sediments of the Mishrif formation. Facies of tidal channels have been identified and substantiated for the first time at one of the deposits. It is shown that high productivity values are associated with their distribution zones. A fundamentally different type of reservoir is noted in the same-age deposits at another deposit. Here, the main productivity is associated with facies of coral-rudist buildups and shoals. As a result of detailed sedimentological studies and reconstruction of paleobiocenoses of reef-building organisms, the main patterns of the reservoir architecture were revealed. In the Lower Cretaceous deposits of the Yamama formation, coral-stromatoporoid-algae facies and peloid-oolitic shoals have been identified and contoured. Their distribution explains the presence of separate isolated deposits, as well as different positions of water-oil contacts.

Keywords: natural reservoirs, tidal channels, buildups, reservoir rocks, seismic facies analysis, sequence stratigraphy, sedimentology, Mishrif formation, Yamama formation, Mesopotamian trough.

Citation: Poshibaev V.V., Pribush A.P., Gataulina E.R. Lithofacies models of cretaceous reservoirs of the Mesopotamian trough: structural features and distribution patterns // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 186–201. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art14> (In Russ.).

References

1. Mahdi T.A., Aqrabi A.A.M., Horbury A.D., Sherwani G.H. Sedimentological characterization of the mid-Cretaceous Mishrif reservoir in southern Mesopotamian Basin, Iraq // GeoArabia. 2013. Vol. 18, No. 1. P. 139–174. <https://doi.org/10.2113/geoarabia1801139>
2. Poshibaev V.V., Pribush A.P., Khipeli R.V. Tidal channels system in the Upper Cretaceous carbonates of the Mesopotamia Foredeep (evidence from one of the super-giant oil fields) // GeoEurasia 2020. Modern Technologies for the Study and Development of the Mineral Resources of Eurasia: Proceedings of the 3rd International Conference and Exhibition. Vol. I. Tver: PolyPRESS LLC, 2020. P. 89–92. (In Russ.).
3. Grélaud C., Razin P., Homewood P. Channelized systems in an inner carbonate platform setting: Differentiation between incisions and tidal channels (Natih Formation, Late Cretaceous, Oman) // Geological Society, London, Special Publications. 2010. Vol. 329. P. 163–186. <https://doi.org/10.1144/SP329.8>
4. Poshibaev V.V., Semyanov M.A., Deliya P.S. et al. Facies analysis and paleoecology of Late Cretaceous organogenic structures in the southern part of Iraq (on the example of one of the oil fields) // GeoEurasia-2021. Geological Exploration in Modern Realities: Proceedings of the 4th International Conference and Exhibition. Vol. I. Tver: PolyPRESS LLC, 2021. P. 286–290. (In Russ.).

5. *Hattori K.E., Kerans C., Martindale R.C.* Sequence stratigraphic and paleoecologic analysis of an Albian coral-rudist patch reef, Arizona, USA // *Palaios*. 2019. Vol. 34, No. 12. P. 600–615. <https://doi.org/10.2110/palo.2019.052>
6. *Chafeet H.A.* Yamama reservoir characterization in the West Qurna oil field, Southern Iraq // *Iraqi Journal of Science*. 2016. Vol. 57, No. 24. P. 938–947.
7. *Rameil N., Immenhauser A., Warrlich G. et al.* Morphological patterns of Aptian *Lithocodium–Bacinella* geobodies: Relation to environment and scale // *Sedimentology*. 2010. Vol. 57, No. 3. P. 883–911. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2009.01124.x>
8. *Brigaud B., Vincent B., Carpentier C. et al.* Growth and demise of the Jurassic carbonate platform in the intracratonic Paris Basin (France): Interplay of climate change, eustasy and tectonics // *Marine and Petroleum Geology*. 2014. Vol. 53. P. 3–29. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.09.008>