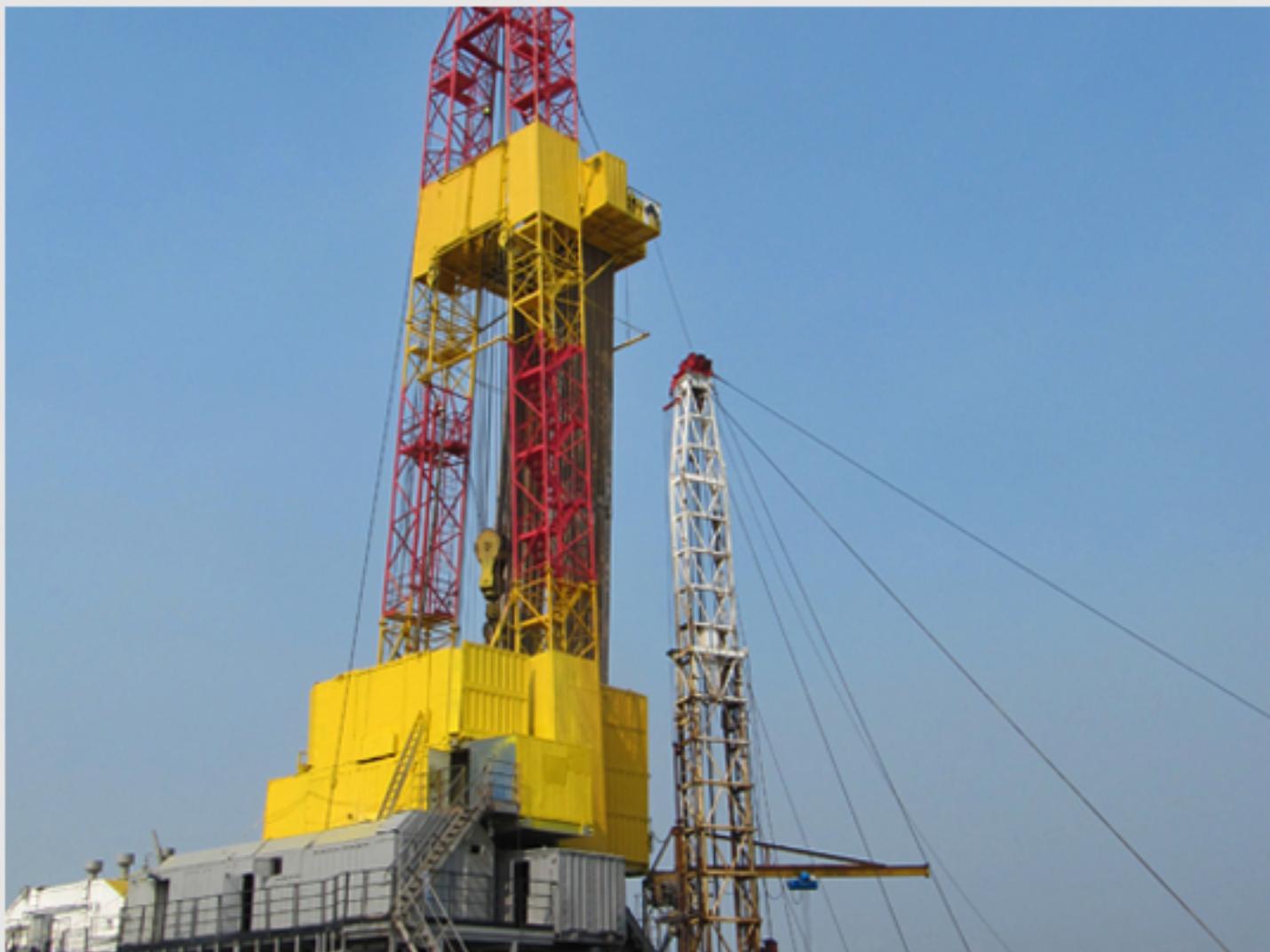


АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

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 «ИГИРНИГМ», 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 ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия

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

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

Салаватов Т.Ш., чл.-кор. АзНАН, АГУНП, Баку, Азербайджан

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. ю. 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.

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

Фото обложки: Д. Филиппова

3(34) 2021

Содержание

Фундаментальные проблемы геологии, геофизики и геохимии нефти и газа

Кушнир Д.Г. Новая геодинамика: геосинклинальная тектоника плит

3

Современные методы нефтегазовой механики и физики пластовых систем

Демьяновский В.Б. Исследование подвижности дисперсных гелей полимерно-гелевой системы «Темпоскрин»

21

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Чернышева Е.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Самохвалов Н.И. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки

35

Новиков А.В., Губинский Д.Н., Зарай Е.А. Каротаж в процессе бурения – эффективный тайм-менеджмент и надежная база для оценки подсчетных параметров пласта

49

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Аникеева Э.С. Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора

61

Тұпсысев М.К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений
Часть 2. Особенности развития осевых нагрузок на обсадные колонны в наклонно-направленных скважинах

76

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-Productional Centre for Geology, Minsk, Belarus

Salavatov T.Sh., Corr. Member of the NAS of Azerbaijan, ASOIU, Baku, Azerbaijan

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.

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

Cover photo: D. Filippova

3(34) 2021

Contents

Fundamental issues of geology, geophysics and geochemistry of oil and gas

Kushnir D.G. New geodynamics: geosyncline plate tectonics 3

Current methods of oil and gas mechanics and physics of reservoir systems

Demyanovskiy V.B. Investigation of the mobility of dispersed gels of the Temposcreen polymer-gel system 21

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

Dmitrievsky A.N., **Skibitskaya N.A.**, **Gafarov N.A.**, **Chernysheva E.A.**, **Navrotsky O.K.**, **Burkhanova I.O.**, **Bolshakov M.N.**, **Samokhvalov N.I.** Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development 35

Novikov A.V., **Gubinsky D.N.**, **Zaray E.A.** Logging while drilling – efficient time management and reliable base for estimating volumetric parameters of a reservoir 49

New technologies and approaches to oil and gas field development

Anikeeva E.S. The problem of fluid filtration through cement stone on gas fields with low reservoir permeability 61

Tupysev M.K. Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development

Part 2. Features of the development of axial loads on casing strings in directional wells 76

Новая геодинамика: геосинклинальная тектоника плит

Д.Г. Кушнир

АО «Таймыргеофизика» (группа компаний АО «Башнефтегеофизика»), г. Дудинка, Россия
E-mail: d.kushnir@tmggeo.ru

Аннотация. По комплексу данных Таймырского геофизического полигона впервые уверенно зафиксированы процессы, обуславливающие вертикальные колебательные движения крупных блоков континентальной земной коры и во многом определяющие ее глубинное строение. В этой связи понятийный аппарат тектоники плит расширяется за счет изначально несвойственных для нее терминов, ранее использовавшихся в рамках геосинклинальной теории. Современная геодинамика объединяет противопоставляемые в прошлом представления, формируя тем самым концептуально новую геосинклинальную тектонику плит.

В новой парадигме перспективы нефтегазоносности того или иного района определяются не столько приуроченностью его к геоструктуре какого-либо возраста, сколько текущей стадией геосинклинального цикла, характеризующейся опусканием, активными процессами седиментации и формированием осадочного бассейна или, напротив, орогенезом и доминирующим размывом осадков. При этом тот или другой сценарий будет обуславливать разный приток углеводородов из области генерации, то есть региональные тектонические движения во многом предопределяют реализацию углеводородного потенциала, что делает их одним из важнейших критерии его оценки.

Ключевые слова: Таймырский геофизический полигон, геодинамика, тектоника плит, геосинклиналь, земная кора, коромантийная смесь.

Для цитирования: Кушнир Д.Г. Новая геодинамика: геосинклинальная тектоника плит // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 3–20. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art1>

Введение

За последние десятилетия на основе сейсморазведки МОГТ (метод общей глубинной точки) и электроразведки методом МТЗ (магнитотеллурическое зондирование) в пределах Таймыра создан не имеющий аналогов геофизический полигон, осветивший строение глубоких горизонтов земной коры с небывалой подробностью и шириной охвата [1–3]. Он предоставляет уникальные ресурсы для изучения литосферы и закономерностей, определяющих ее формирование, на новом уровне детальности с использованием иного, впервые полученного фактического материала, и, следовательно, открывает

возможность для переосмыслиния континентальной геодинамики без опоры на существующие концепции.

Согласно полученным данным, глубинное геологическое строение, помимо горизонтальных стрессов, вызванных движением континентов, объясняется вертикальными напряжениями. На границе коры и мантии отмечаются контрастные аномалии, которые свидетельствуют об обширных изменениях плотности, электропроводности и температуры, совпадающих в плане с самыми значимыми тектоническими элементами севера Центральной и Западной Сибири [4–7].

Уплотненная кора под депрессиями и облегченная под горными районами демонстрируют ключевую роль изостатического выравнивания при становлении основных структурных элементов, а запечатленные в осадках неоднократные инверсии прогибания и вздымания доказывают цикличность изменений направления изостатических движений. Последнее предполагает соответствующий периодический характер физико-химических процессов, обуславливающих необходимые петроплотностные трансформации земной коры.

Выявленная на Таймырском полигоне повсеместная подчиненность наиболее значимых для региональной тектоники геодинамических движений периодическому уплотнению и разуплотнению крупных блоков литосферы, по-видимому, может быть распространена на всю Евразию и другие континенты. Тем самым, тектоника плит дополняется вертикальными движениями, которые в значительной степени контролируют глубинную геологию континентов, а ее понятийный аппарат расширяется за счет терминов, использовавшихся прежде только в рамках геосинклинальной теории. Соответственно, в фокусе геодинамики сегодня оказывается некий симбиоз противопоставляемых ранее представлений, который можно обозначить в качестве концептуально новой геосинклинальной тектоники плит.

Новые данные

Согласно полученным в последние годы геофизическим данным, на Таймыре почти повсеместно развит мощный (10–20 км) рифейско-палеозойский осадочный комплекс, практически не затронутый деструкцией, – дисьюнктивная тектоника по

своим амплитудам на порядки уступает пликативной [4–6, 8, 9]. Единый осадочный бассейн этого возраста охватывал всю современную Сибирь и многие прилегающие территории и акватории, которые объединяются общими седиментационными поверхностями, отвечающими картируемым сейсмическим горизонтам. Каждая такая, более молодая, поверхность меньше, чем любая более древняя, что свидетельствует о всестороннем сжатии региона в течение домезозойского периода его становления. Максимальное сокращение расстояний наблюдается в направлении северо-восток – юго-запад. На отрезке времени со среднего рифея до нижнего палеозоя оно достигает порядка 10%, а на сегодняшний день – уже более 20%. Так, вдоль одного из сейсмических маршрутов (рис. 1) по уровням среднего рифея расстояние от г. Дудинки до Карского моря составляет около 750 км, при современном – чуть более 600 км.

Существенное сокращение мощности или полное отсутствие рифейско-палеозойских осадков приурочено к палеовыступам кристаллического основания и связывается с размывом отложений этого возраста (рис. 2, 3). Помимо оставшихся на поверхности – Таймырского, Анабарского, Игарского, такие выступы выявлены и под юрско-меловым чехлом. Особенно широко они распространены в пределах Западной Сибири, а один из них совпадает с западной частью Карско-Хатангской мегагряды и протягивается в акваторию Карского моря, где до начала мезозоя также была суши, подвергавшаяся размыву (рис. 4) в течение всего палеозоя. Подобные выступы можно считать своего рода погребенными щитами, которые служили ядром Сибирского континента на доюрском этапе.

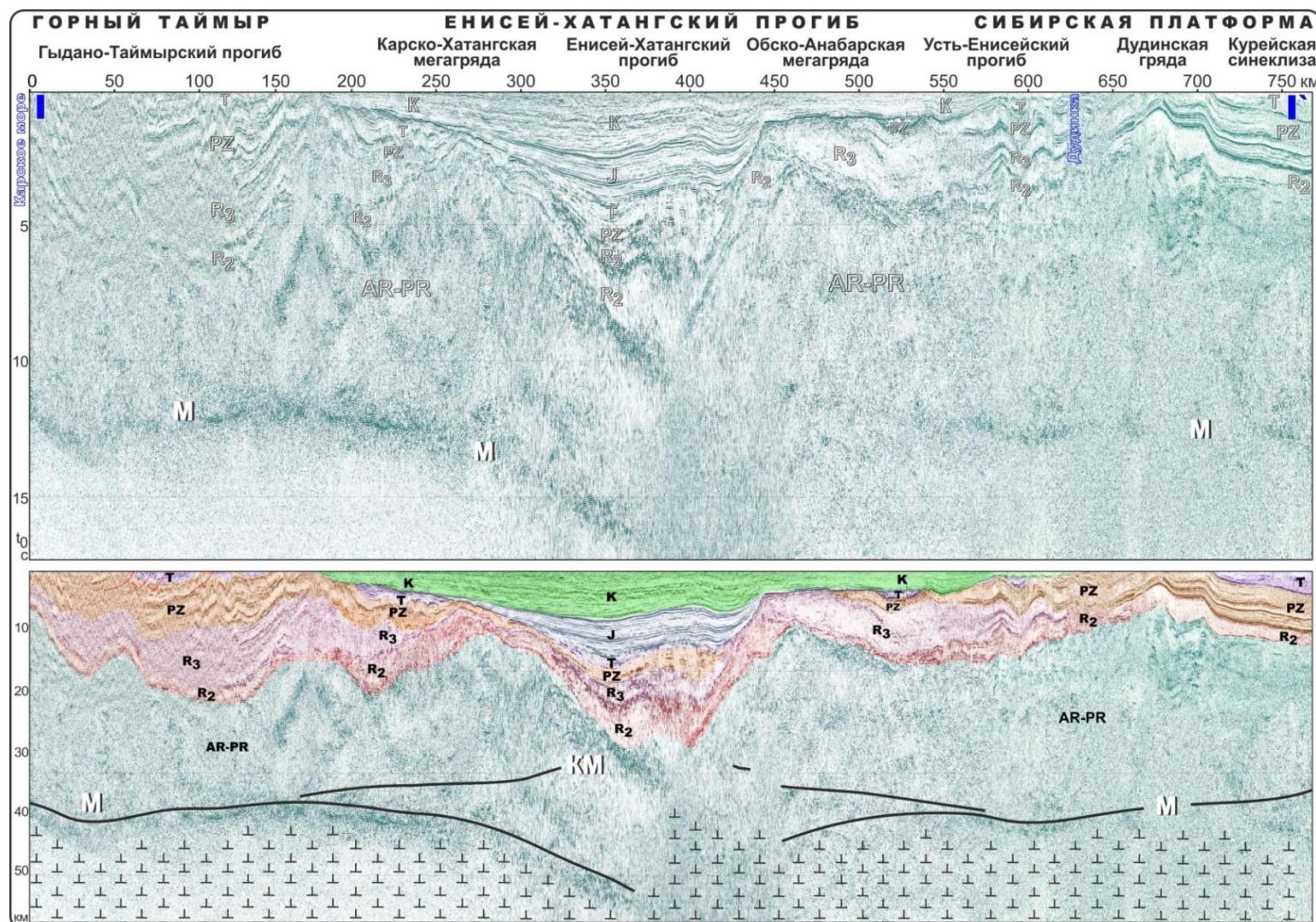


Рис. 1. Сейсмогеологическая модель Западного Таймыра (положение разреза см. на рис. 3)

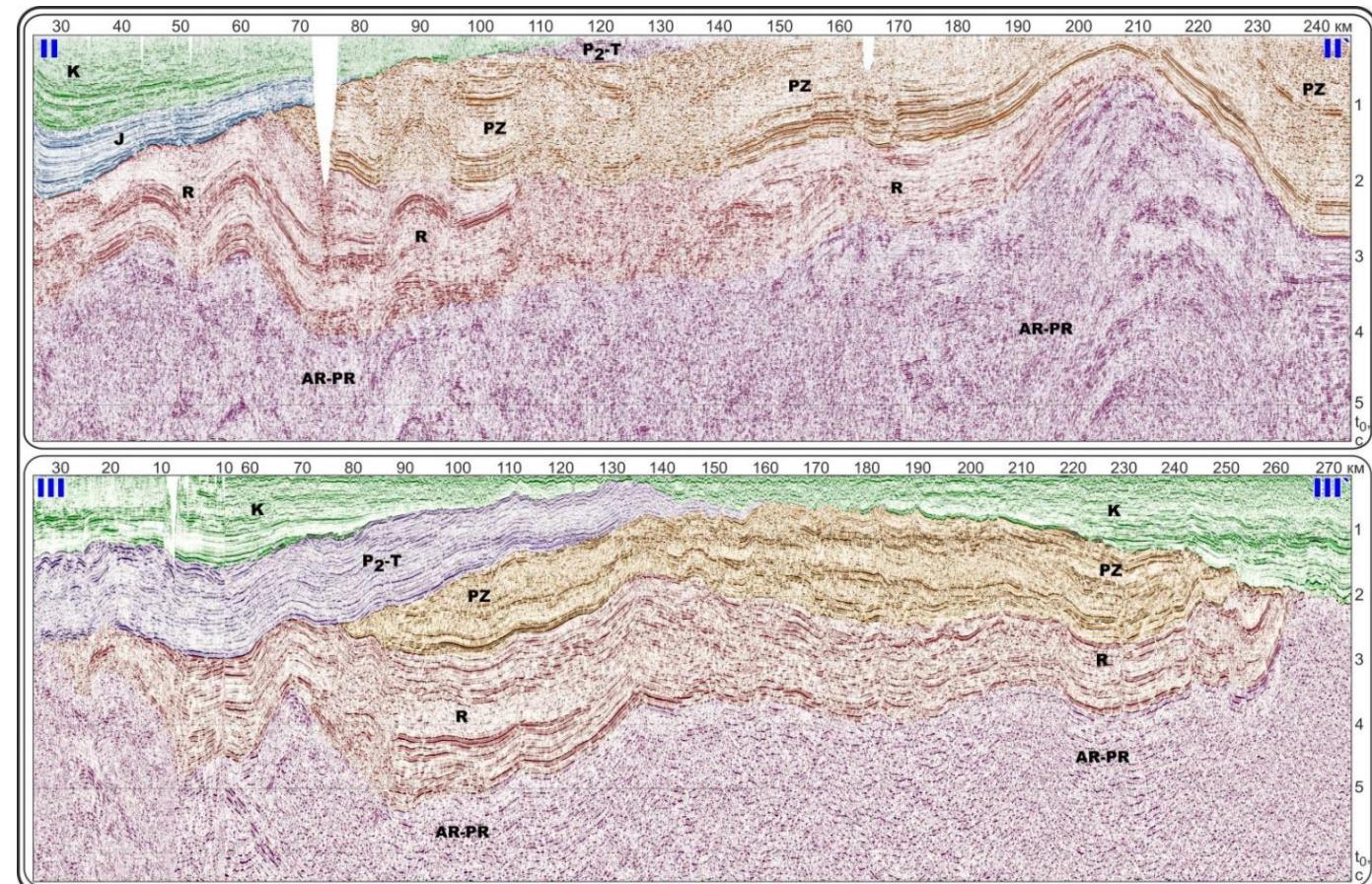


Рис. 2. Размыв рифейско-палеозойских отложений под юрско-меловыми разрезом (положение разрезов см. на рис. 3)

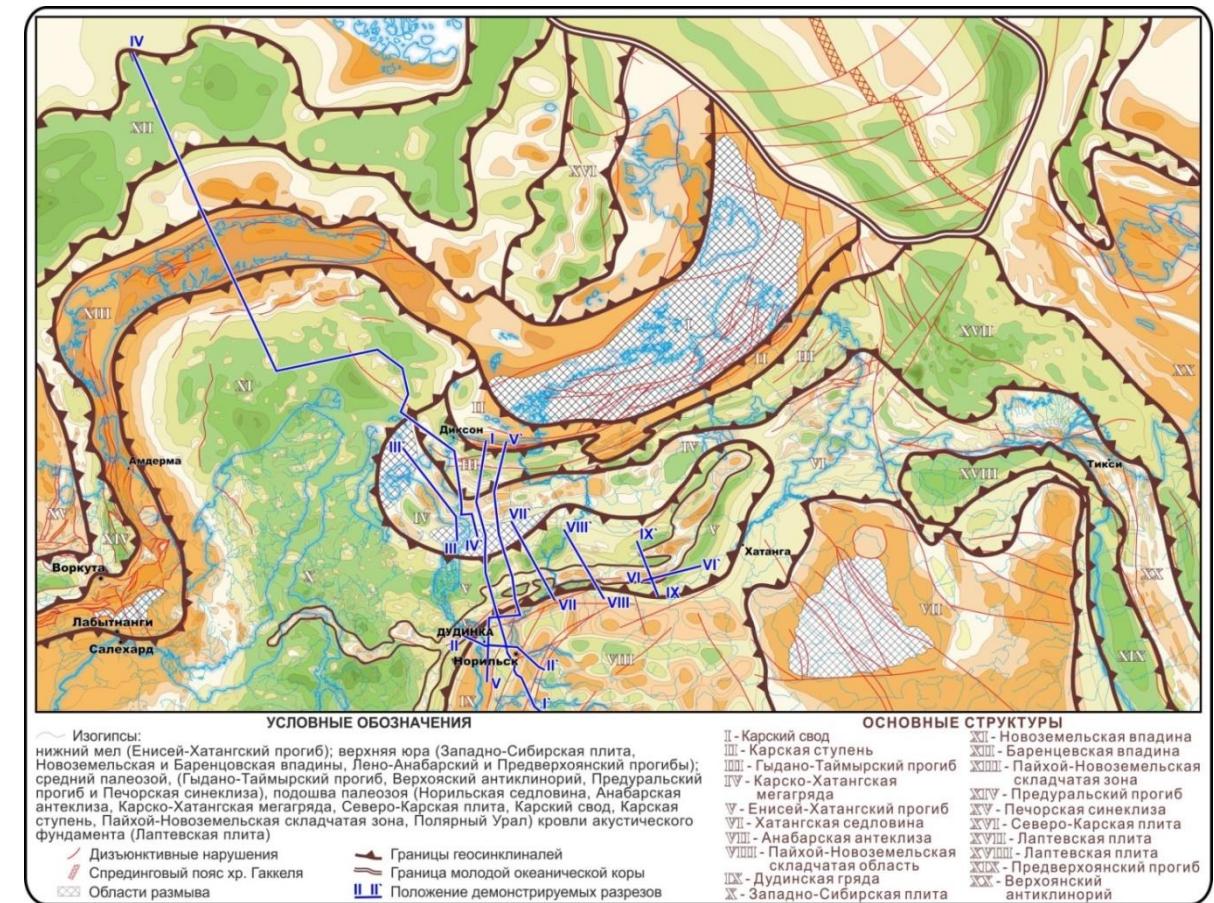


Рис. 3. Обзорная тектоническая схема центральной части российской Арктики

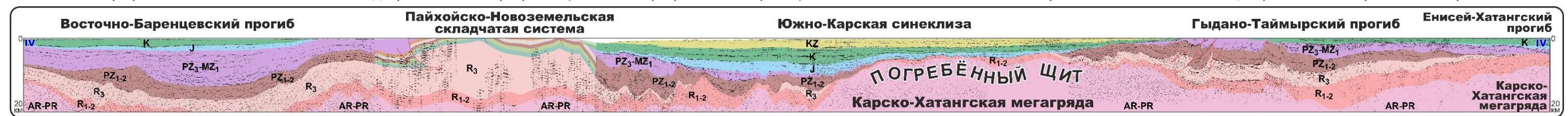


Рис. 4. Погребённый щит под юрско-меловыми отложениями Южно-Карской синеклизы (положение разреза см. на рис. 3)

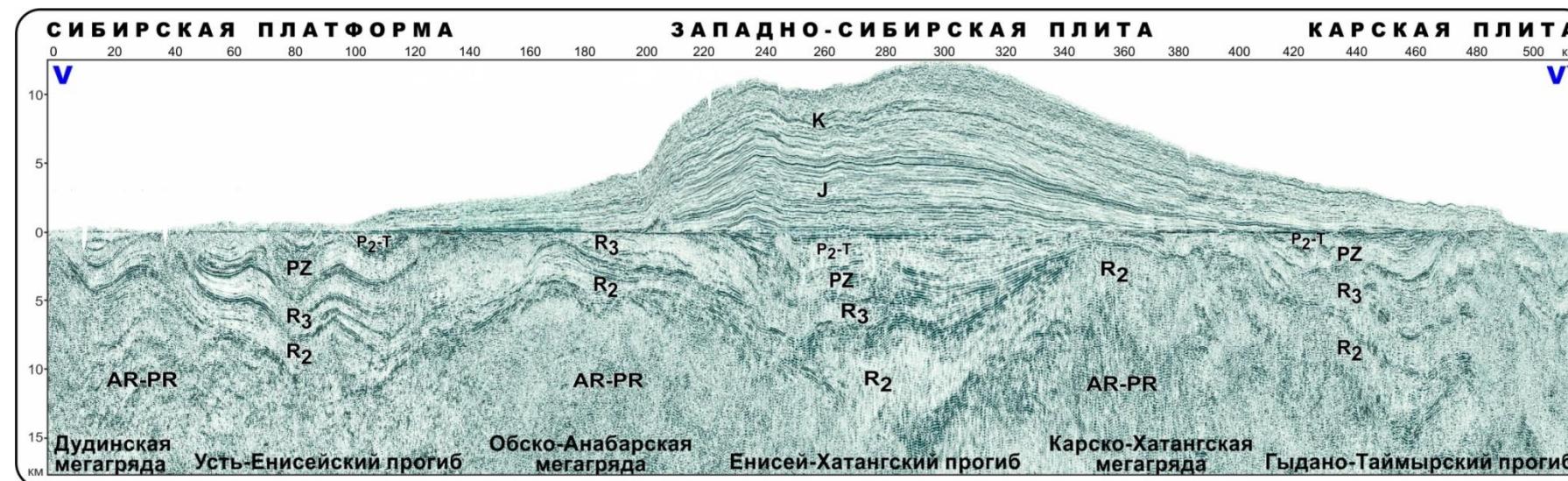


Рис. 5. Палеовыравнивание по подошве юры, разделяющее юрско-меловой и более древние прогибы (положение разреза см. на рис. 3) [10]

Наличие таких погребенных щитов в основании мезокайнозойского разреза Западной Сибири и ее седиментологическая общность с Восточной Сибирью указывают на то, что они входят в состав единого кратона и различаются лишь историей своих тектонических трансформаций. Так, палеозойское прогибание Восточной Сибири и контролируемые им седиментационные процессы сочетались с преимущественным воздыманием и размывом осадков в Западной Сибири. И наоборот, становление юрско-мелового осадочного бассейна на западе, на востоке кратона сопровождается преимущественным ростом и денудацией горных систем.

Вместе с тем, как показали новые геофизические материалы, во всех случаях глубинная геология континента предопределена прогибанием, и осадочный чехол формируется, как правило, в обширных депрессиях, где результирующая мощность осадков измеряется километрами и десятками километров (рис. 5). Последующие деформации часто приводят к их существенному размыву, что свидетельствует об изменении первоначального режима погружения на режим роста, то есть согласно полученным данным, эволюция депрессий всегда заканчивается воздыманием по всей площади седиментационного бассейна – вплоть до появления горной системы, после пленеллизации которой зачастую следует новое опускание.

Инверсионная стадия на завершающем этапе характерна для всех изученных впадин. Например, Гыдано-Таймырский прогиб, где мощность рифейско-палеозойских осадков достигает 20 км, сегодня представляет собой

воздымающийся Горный Таймыр (см. рис. 1). Обско-Анабарская мегагряда унаследовала положение Усть-Енисейского прогиба, что привело к существенному, а местами даже полному, размыву связанных с ним толщ, мощность которых изначально, судя по всему, также достигала двух десятков километров. Несмотря на возобновление опускания в триасовом периоде, в настоящий момент почти по всей своей площади мегагряда продолжает расти опережающими темпами, обеспечивая оформление плато Пutorана [11]. Но в меловое время те же структуры – южная часть Таймырской складчатой области, западная часть Обско-Анабарской мегагряды – частично были охвачены новым прогибанием (см. рис. 1), что говорит об очередной инверсии вертикальной тектоники.

Механизмы опускания и смены нисходящих движений на восходящие открываются при изучении Енисей-Хатангского прогиба, поскольку в нем они задействованы во всей полноте своей номенклатуры по сегодняшний день. В его границах фиксируется три высокоамплитудных инверсионных цикла (рис. 6). Наиболее раннее прогибание, оставившее отчетливый региональный след в его осадочном чехле, имеет рифейский возраст, а мощность связанных с ним осадков достигала 10 км и более. По итогам первой наблюдаемой инверсии рифейские отложения оказались размыты, местами почти полностью. Вторая инверсия обусловила новое прогибание и привела к накоплению на выровненной поверхности рифея вендско-палеозойского, триасового и юрско-мелового осадочных комплексов. Третий инверсионный цикл, начавшийся в мезозое, по-видимому, еще не завершен.

Он породил пересекающую всю Западную Сибирь и Енисей-Хатангский прогиб систему мегавалов, возраст которых, триасовый на западе, постепенно

омолаживается в направлении Восточного Таймыра, где инверсия тектоники и вызванное ею воздымание происходили в позднем мелу.

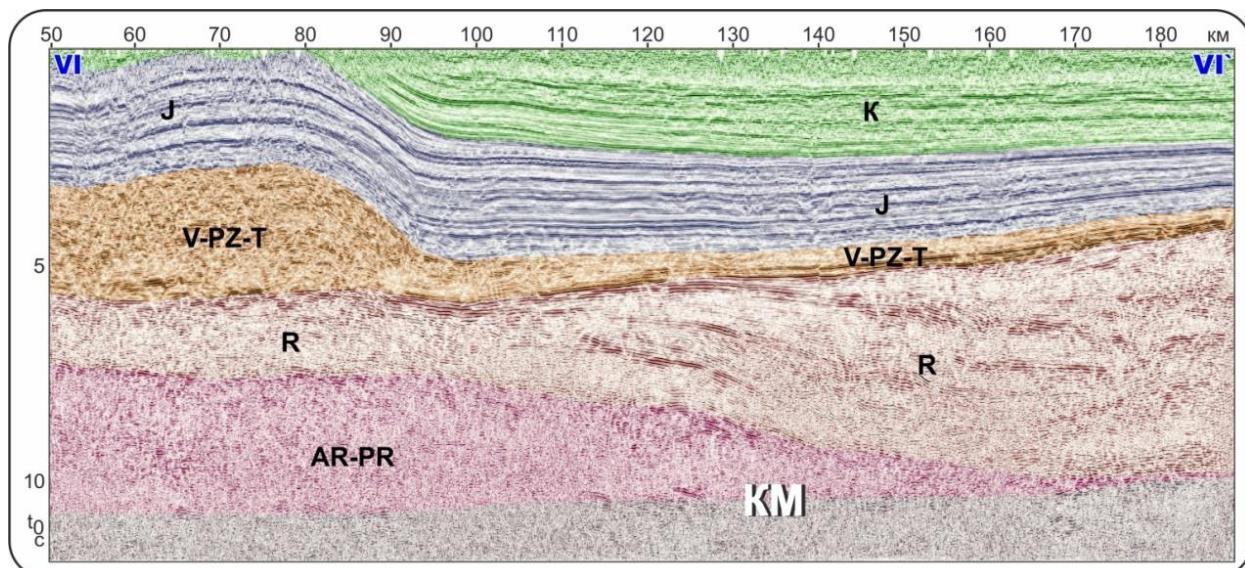


Рис. 6. Проявления тектонических инверсий в осадочном чехле Енисей-Хатангского прогиба (положение разреза см. на рис. 3) [12]

С мезо-кайнозойскими депрессиями Центральной и Западной Сибири связано распространение высокоплотного тела в основании земной коры, которое под депоцентрами смыкается с подошвой осадочного чехла и занимает все пространство между толщами осадков и верхней мантией (рис. 7). Повышенная плотность в основании прогибов известна с 1970–1980-х годов, когда проводились обобщения гравиметрических съемок и глубинных сейсмических зондирований, и она соотносилась с поднятием на уровне разделя кора–мантия или с появлением в разрезе зоны переходных от коры к мантии свойств [13–16].

Согласно новым материалам сейсморазведки МОГТ, и кровля, и подошва этого высокоплотного тела прослеживаются в виде системы

отражающих площадок, характерных для поверхности Мохоровичча, и оно объединяет в существенной степени уплотненный субстрат нижней и верхней коры (см. рис. 7). В результате вся консолидированная ее часть (вплоть до нижних горизонтов осадочного чехла под наиболее выраженными впадинами) спрессована в слой с заметным уменьшением мощности, что, очевидно, привело внутри него к росту давления, которое, согласно лабораторным экспериментам, превращает базальты всех видов сначала в гранатовые гранулиты, а затем – в эклогиты [17]. Исходя из этого, наблюдаемая на разрезах МОГТ картина уплотнения коры доказывает постепенную эклогитизацию ее нижней части, как это предполагалось рядом исследователей при формировании крупнейших прогибов [18–21].

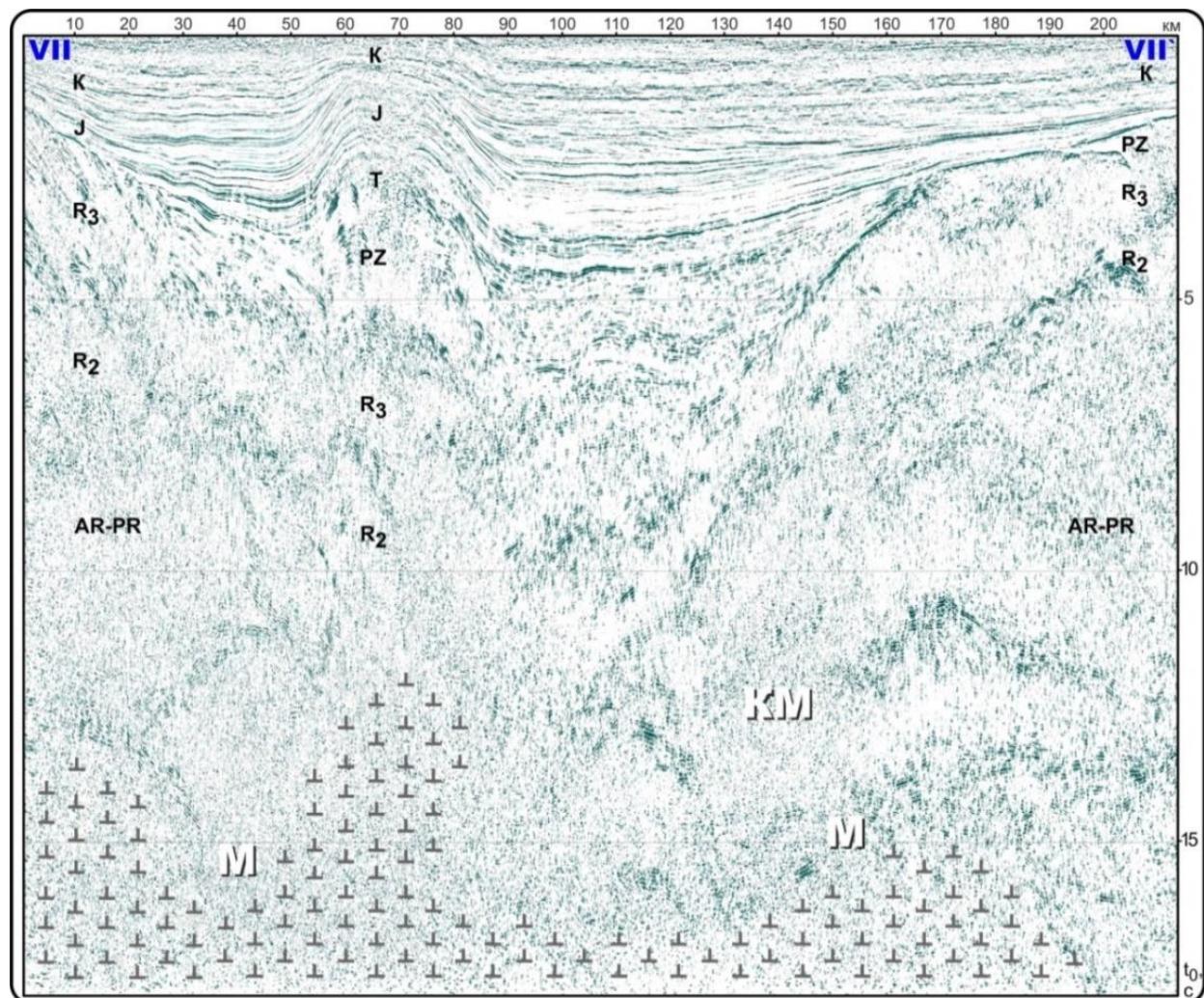


Рис. 7. Объединение коромантийной смеси с осадочным чехлом в основании Агапской впадины (положение разреза см. на рис. 3)

С эклогитизированным высокоплотным слоем соотносится область повышенных значений геотермического градиента, а по данным электроразведки – понижение удельного сопротивления [5–7, 22], что свидетельствует о насыщенности этого тела мантийными флюидами [23] и его повышенной пластичности (корове происхождение флюидонасыщения исключается ввиду совершенно «сухих», высокоомных блоков земной коры в вышележащем разрезе).

Слой пониженного сопротивления в низах коры местами нарушается геоэлектрическими максимумами, тянувшимися сквозь него и пересекающими почти весь

вышележащий геологический разрез [4–7, 12, 24]. Учитывая, что, несмотря на распространение этих максимумов в осадочном чехле, сейсмические отражения там, в основном, сохраняются, можно предполагать их метасоматическую природу. Это подтверждается данными глубокого бурения, фиксирующими соответствующие изменения [25, 26]. В то же время, на уровне границы Мохоровичича, где на фоне рассматриваемого повышение удельного электрического сопротивления прекращается прослеживание отражающих сейсмических площадок, данные геофизические аномалии отвечают, скорее всего, интрузивам.

Магматические внедрения в основании крупных депрессий являются закономерным следствием эклогитизации, поскольку эклогиты превосходят по плотности не только все горные породы коры, но и перidotиты верхней мантии, и последние, вследствие недостатка плотности, всплывают в непосредственно перекрывающие их более плотные и пластичные образования [7, 10, 12, 24]. Подобные диапиры приводят к перемешиванию вещества коры и мантии, и результирующий высокоплотный эклогитизированный слой, насыщенный перidotитовыми интрузиями, квалифицируется уже в качестве коромантийной смеси (см. рис. 1, 7).

Обуславливающие метасоматоз интрузивные тела, маркируемые прекращением прослеживания отражающих площадок и повышением удельного электрического сопротивления, характеризуются также гравитационными максимумами и во всех случаях совпадают с крупными инверсионными поднятиями в осадочном чехле: с системой мегавалов, с Центрально-Таймырской седловиной, с Танамской структурной террасой и другими. Судя по всему, связанное с внедрениями нарушение высокоплотного слоя, а также обусловленные ими направленные вверх напряжения, и порождают прекращение опускания, инверсию тектоники и рост антиклинальных структур регионального масштаба.

Палеореконструкции сейсмоданных свидетельствуют, что наиболее значимый рост инверсионных мегавалов в мезокайнозойских депрессиях сопровождается

еще более интенсивным прогибанием на их крыльях, которое постепенно расширяется и формирует новые депоцентры взамен инверсированного [7, 10, 12, 24]. Тем самым фиксируется происходящее параллельно с инверсией увеличение плотности на границах охваченной ею области, и связанное с этим ускорение изостатического погружения. Исходя из этого, можно предположить, что всплывающие мантийные перidotиты вытесняют перекрывающие их и обладающие повышенной пластичностью эклогиты в направлении наименьшего сопротивления, то есть, прежде всего, вдоль пластичного слоя коромантийной смеси. Как следствие, на фронте интрузивных внедрений, в краевых частях древнего седиментационного бассейна, происходит форсированное уплотнение, за счет чего ускоряется опускание, направленное на восстановление изостатического равновесия, и появляются новые впадины.

Другими словами, материалы МОГТ последних лет подтверждают предполагавшееся ранее перераспределение вещества земной коры в форме горизонтального течения [27]. При этом самые интенсивные интрузивные процессы приводят к максимально быстрому вытеснению наибольшего объема эклогитизированного вещества и инициируют образование параллельных инверсионным мегавалам линейно вытянутых желобов, которые не успевают компенсироваться осадками и заполняются ими впоследствии за счет бокового сноса, создавая условия для появления клиноформных седиментационных тел [24].

Ускорение эклогитизации на периферии инверсионных систем после ее завершения приводит к соответствующему расширению магматических внедрений в низах коры и связанному с ними росту новых более молодых поднятий там, где совсем недавно происходило погружение с максимальной скоростью, маркируемой боковым сносом осадков (рис. 8). Как и клиноформные тела, эти поднятия постепенно омолаживаются в направлении от

области инверсии, о чем свидетельствуют более молодой возраст размыва осадков в их сводах и косослоистые толщи, отлагавшиеся на их месте в неокоме. Появление таких антиклинальных структур указывает, что в этом направлении развивается разрушение обуславливающего депрессионный режим высокоплотного тела в основании земной коры и происходит пошаговое расширение инверсионных трендов для всего мезозойско-кайнозойского бассейна.

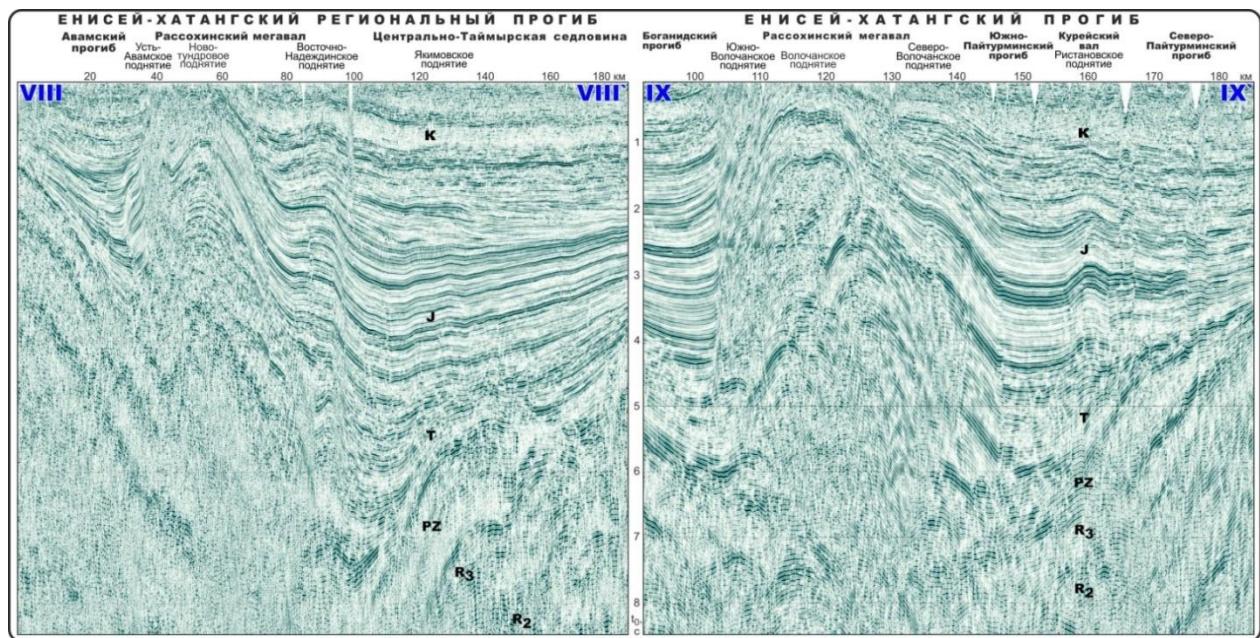


Рис. 8. Омоложение локальных поднятий при удалении от инверсионных мегавалов
(положение разрезов см. на рис. 3)

Обсуждение

Таймырский геофизический полигон показал, что континентальный осадочный чехол формируется в условиях крупных прогибов, которые на завершающей стадии своего развития воздымаются, часто образуя горную страну по всей своей площади. В большинстве случаев инверсия вертикальной тектоники происходит неоднократно: опускания вновь сменяют рост, а тот, в свою очередь, опять уступает место нисходящим движениям. Традиционно структуры подобного типа называются геосинклиналями, а их становление —

геосинклинальным циклом, включающим ряд этапов и стадий, — от собственно геосинклинального до орогенного.

По результатам исследований на Таймыре импульсом для появления таких геосинклиналей служит уплотнение в низах коры под действием мантийных флюидов, которое связано с эклогитизацией коромантийной смеси и создает условия для изостатического прогибания. Основной причиной смены погружения на воздымание является, напротив, деструкция слоя эклогитизированной коромантийной смеси.

Она разрушается вследствие своей повышенной плотности по отношению не только к коре, но и к верхней мантии, путем перемешивания ее с менее плотными мантийными перидотитами, которые не только вытесняют из разреза высокоплотное пластичное вещество, обеспечивающее изостатическое опускание, но и создают вертикальные напряжения, непосредственно приводящие к росту поднятий.

Вследствие этого эклогитизация постепенно все больше смещается на края геосинклинали, расширяя депрессию. Одновременно происходит нарашивание лишенного высокоплотного основания пространства в осевой ее части, под древним депоцентром, где основу земной коры составляет осадочный разрез, обладающий значительным недостатком плотности, что предопределяет все более обширное изостатическое воздымание в дальнейшем.

Соответственно, когда эклогитизированная коромантийная смесь в какой-то момент целиком вытесняется из первоначальной геосинклинали, это приводит, с одной стороны, к повсеместному орогенезу в ней, с другой – к зарождению новых геосинклинальных прогибов за ее пределами. Возникающие при этом колебательные процессы воздымания и погружения, протекая в противофазе на смежных участках континента, создают своего рода волну, распространяющуюся на относительно однородных платформах и плитах.

Естественными границами для продвижения таких волн становятся, с одной стороны, неширокие линейно вытянутые геосинклинальные пояса, где изначально, вследствие меньших размеров вкrest простирации, скорость и интенсивность аналогичных циклов была гораздо выше. Поскольку каждый новый геосинклинальный цикл приводит к увеличению мощности и снижению плотности земной коры – за счет

роста осадочной составляющей в ее разрезе, опережающая серия таких циклов приводит к созданию препятствия для перетекания высокоплотного пластичного вещества со стороны смежных геоблоков, так как переводит раздел Мохоровичча на более глубокие уровни. Так происходит, например, на Урале, где повышенная мощность коры [28], препятствует свободному течению вещества в ее основании. С другой стороны, распространение подобных инверсий и обуславливающих их механизмов лимитируется, по-видимому, областью субдукции, которая также мешает внутрикоровому течению, как происходит, вероятно, на Таймырском побережье, где океаническая кора активно взаимодействует с континентальной [29].

Вместе с тем глубинное геологическое строение, убедительно иллюстрируемое геофизическими разрезами, никак не укладывается в классическую геосинклинальную полярность, когда по степени деформированности (в направлении ее убывания) на разных этапах развития должны выделяться эвгеосинклинальное и миогеосинклинальное пространства, сменяемые платформой [30]. По факту во всех трех указанных зонах картируются разновозрастные авлакогенные прогибы близкой дислоцированности, каждый из которых в разное время в той или иной степени испытал на себе инверсионные движения. А бассейны самого молодого возраста иногда характеризуются максимально сложным строением, тогда как они, казалось бы, должны обладать наиболее простой конструкцией по логике традиционных геосинклинальных представлений.

Помимо этого, есть еще целый ряд факторов, которые можно объяснить только с привлечением тектоники плит. Так, большинство впадин имеют асимметричное строение. Зачастую, один из бортов – более крутой, другой – более пологий.

Например, у Гыдано-Таймырского прогиба северный борт круче южного, а у мезозойской части Енисей-Хатангского – наоборот, южный борт более крутой, чем северный. Центральное (в терминологии В.В. Белоусова [20]) инверсионное поднятие, как правило, ближе к крутому борту. Распространение клиноформных толщ происходит преимущественно по одну сторону от центрального поднятия – в направлении пологого склона, то есть в сторону расширения седиментационного бассейна. Все это, судя по всему, в той или иной степени связано с горизонтальным перемещением континентальных масс и взаимодействием наиболее крупных геоблоков, определяющих направление преимущественного течения корового вещества.

Дрейф континентов существенно усложняет становление тектоники региона, поскольку каждый блок земной коры находится на своем этапе геосинклинального цикла и в этой связи обладает динамикой, отличной от окружающих структур аналогичного порядка. Различие скорости горизонтального перемещения смежных геосинклиналей, как правило, находящихся в противофазе вертикальных колебаний, формирует все многообразие дизъюнктивных нарушений в области их сочленения, где возможно как сжатие, так и растяжение. Тем не менее, в условиях фиксируемого перманентного регионального сжатия более отчетливый след оставляет надвигание, образующее обширные зоны и проникающее на десятки и сотни километров, как например, Таймырская надвиговая система, которая, обладая преимущественно мезозойским возрастом, согласно реконструкциям, маркирует сокращение

расстояний, измеряемое десятками километров [31]. Преимущественная приуроченность надвиговых дислокаций к границам геосинклиналей объясняется непосредственным смыканием и коллизией древних максимально уплотненных толщ с молодыми наименее плотными осадками.

Более того, горизонтальные напряжения смещают геосинклинали в сторону от обуславливающих их глубинных механизмов, поскольку сдвиг континентальных блоков происходит не только по подошве коромантийной смеси, но и по ее кровле, о чем свидетельствует картирование двойного горизонта М по данным сейсморазведки МОГТ. Согласно существующим представлениям [32], причиной появления таких отражений на уровне Мохоровичча является поверхность шероховатости, связанная с движением континентов, и, стало быть, следует предполагать не только трафик земной коры в целом, но и смещение вышележащих ее слоев относительно пластичной высокоплотной линзы в основании. Очевидно, такое смещение приводит к наблюдаемой асимметричности строения геосинклиналей, а также к неравномерному, одностороннему развитию седиментации в формате бокового сноса осадков с формированием клиноформ.

Подводя итог, можно констатировать, что, поскольку Таймырским геофизическим полигоном изучена существенная часть континента, а отдельные маршруты последних лет позволяют экстраполировать сделанные выводы далеко за ее границы – на всю центральную часть Российской Арктики, – можно предполагать распространение сходных геодинамических механизмов по всей Евразии и на других континентах.

По-видимому, крупнейшие геоструктуры, масштаба антеклиз и синеклиз, являются следствием, прежде всего, вертикальных тектонических движений, в той или иной степени осложненных горизонтальным дрейфом континентов, который приводит чаще всего к состоянию сжатия и надвиговым дислокациям, но, вероятно, где-то может обусловить и локальное растяжение.

В то же время, всеобъемлющее растяжение континентальной коры по типу африканского можно считать скорее исключением из правил. Даже субглобальный раскол срединно-океанических хребтов, проходящий через всю Атлантику и пересекающий Арктические моря, почти не проявляет себя на своем непосредственном продолжении в тектонике материка (см. рис. 3). Фиксируемое полное отсутствие взаимосвязи между региональными структурами океанических и континентальных плит показывает, что расколы талассократонов, их движение и субдукция практически никак не влияют на тектоногенез континентов, протекающий по своим законам. Следовательно, принимая во внимание доминирование на континентах вертикальных движений, plate tectonics для них превращается в геосинклинальную тектонику плит.

С точки зрения этой новой парадигмы, перспективы нефтегазоносности того или иного района определяются в большей мере не приуроченностью его к какой-либо геоструктуре, а текущим геодинамическим режимом. Исходя из своей динамики, он может быть соотнесен с одним из геосинклинальных этапов, характеризующихся погружением, активными процессами седиментации и формированием осадочного бассейна или, напротив, орогенезом и доминирующим размывом осадков.

В случае погружения, в зону образования нефти и газа будут постепенно попадать толщи, все более обогащенные органическим веществом и еще не реализовавшие или не в полной мере реализовавшие потенциал генерации, что обусловит миграцию и аккумуляцию нефти и газа. И наоборот, воздымание приведет к попаданию в эту зону все более обедненных органикой пород, что ограничит, а со временем и совсем прекратит поток углеводородных флюидов вверх по разрезу.

Примером подобных внеструктурных, геодинамически обусловленных бассейнов, можно считать рифейско-палеозойское обрамление Енисей-Хатангского прогиба. Как на севере, в пределах Горного Таймыра, так и на юге, на плато Пutorана, в мезо-кайнозое все большие территории оказываются втянуты в погружение (см. рис. 5), и смена геодинамического режима, частичное вовлечение их в новый геосинклинальный цикл, приводит к возобновлению генерации углеводородов на погружающихся участках [33, 34], несмотря на то, что основная геоструктура и в том и в другом случае продолжает воздымание и, вероятно, не обременена продуцированием нефти и газа.

Заключение

Итак, континентальная земная кора во всем своем объеме испытывает непрерывные колебательные вертикальные движения, связанные с термобарическими изменениями в ее основании и осложняемые горизонтальным перемещением материков. На этапе опускания образуются обширные осадочные бассейны, заполненные толщами большой мощности. После инверсии направления движений, на этапе воздымания, эти осадки в той или иной степени размываются, после чего следует новое прогибание.

В пределах горных систем циклически сменяющие друг друга опускание и воздымание давно известны геологам. Но, как показали исследования последних лет на Таймыре, сходные процессы обуславливают и становление континентальной коры в целом, поскольку характерны и для платформ, и для крупнейших прогибов. Достаточно убедительно объяснить механизм повсеместной осцилляции геоблоков исключительно с точки зрения тектоники плит не представляется возможным. И в этой связи приходится возвращаться к терминологии геосинклинальной концепции, которая традиционно оперировала вертикальными движениями.

Однако и опираясь только на вертикальные напряжения, невозможно объяснить все многообразие наблюдавшихся дислокаций, и в первую очередь, многочисленные надвиги, в том числе Таймырскую надвиговую систему, которая по охватываемой ею площади сопоставима с крупнейшими мировыми аналогами и в существенной степени определяет геологический облик региона. Ее формирование, как и появление целого ряда других, не связанных с нею, разломов, гораздо проще объясняется взаимодействием крупных континентальных геоблоков с различными реологическими свойствами в области сочленения, когда давление более древних и плотных образований с одной

стороны приводит к надвигам в более молодых рыхлых отложениях с меньшей плотностью.

Таким образом, чтобы объяснить зафиксированные на Таймырском геофизическом полигоне факты, приходится использовать симбиоз понятий двух господствовавших в последние сто лет теорий и переходить к новой парадигме, которую можно назвать геосинклинальной тектоникой плит.

С этих позиций перспективы нефтегазоносности того или иного района определяются не столько приуроченностью его к геоструктуре какого-либо возраста, сколько текущей стадией геосинклинального цикла. Погружение или воздымание, а также магматические процессы позволяют соотносить конкретную территорию с одним из геосинклинальных этапов, характеризующихся опусканием, активными процессами седиментации и формированием осадочного бассейна или, напротив, орогенезом, магматизмом, метаморфизмом и размывом осадков. При этом тот или другой сценарий будет обуславливать разный приток углеводородов из области генерации, то есть региональные тектонические движения во многом предопределяют углеводородный потенциал, что делает их одним из важнейших критериев его оценки.

Литература

1. Казаис В.И., Мельник А.И., Кушнир Д.Г. Эффективность нового этапа региональной сейсморазведки на Таймыре // Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края: Материалы научно-практической конференции. Красноярск: КНИИГиМС, 2007. С. 70–75.
2. Казаис В.И., Кушнир Д.Г. Эффективность региональных нефтегазопоисковых работ на Таймыре // Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий: Материалы 8-ой международной геолого-геофизической конференции. СПб., 2018. 7 с. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800276>

3. *Кушинир Д.Г.* Эффективность региональных сейсморазведочных работ на Таймыре // Природные ресурсы Красноярского края. 2013. № 18. С. 38–41.
4. *Кушинир Д.Г.* Глобальные геодинамические процессы в свете уникальных геофизических данных, полученных в последние годы на Таймыре // Геосочи-2017. Нефтегазовая геология и геофизика: Материалы международной научно-практической конференции. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2017. С. 59–62.
5. *Кушинир Д.Г.* Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // Геодинамика и тектонофизика. 2018. Т. 9, № 1. С. 81–92. <https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-1-0338>
6. *Кушинир Д.Г., Жужель А.С.* Глобальная геодинамика по данным Таймырского геофизического полигона // Результаты комплексного изучения сильнейшего Алтайского (Чуйского) землетрясения 2003 г., его место в ряду важнейших сейсмических событий XXI века на территории России: Материалы XXI Научно-практической Щукинской конференции с междунар. участием / Под ред. Е.А. Рогожина, Л.И. Надежка. М.: ИФЗ РАН, 2018. С. 209–213.
7. *Кушинир Д.Г.* Гипербазиты как фактор геодинамики по результатам исследований на Таймырском геофизическом полигоне // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 2(29). С. 3–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art1>
8. *Кушинир Д.Г.* Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 1. С. 8. https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2016
9. *Кушинир Д.Г., Яковлев Д.В., Романов А.П.* Тектоника и нефтегазогеологическое районирование Таймыра по результатам региональных исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15, № 2. С. 4. https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2020
10. *Кушинир Д.Г.* Формирование норильских медно-никелевых руд в свете новых данных о механизмах магматических процессов на Таймыре // Геомодель-2021: Материалы 23-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. Геленджик, 2021. 5 с. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157103>
11. Карта новейшей тектоники северной Евразии. Масштаб 1:5000000 / Под ред. А.Ф. Грачева. М.: ВИЭМС МПР РФ, ОИФЗ РАН, 1997.
12. *Кушинир Д.Г.* Континентальная геодинамика по данным Таймырского полигона // Новые идеи в геологии нефти и газа-2021. Новая реальность: Материалы Международной научно-практической конференции. М.: МГУ имени М.В. Ломоносова, 2021. 4 с. <https://oilgasideas.ru/wp-content/uploads/2021/05/KyshnirDG.pdf> (Дата обращения 14.09.2021).
13. *Казаис В.И., Яганцев Э.М.* Методика количественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий в Енисей-Хатангском прогибе // Геология и геофизика. 1971. № 2. С. 25–30.
14. *Костюченко С.Л.* Структура коры и глубинные механизмы формирования Приарктических континентальных осадочных бассейнов Сибири // Региональная геология и металлогения. 2000. № 10. С. 125–135.
15. *Сурков В.С., Смирнов Л.В., Жеро О.Г.* Раннемезозойский рифтогенез и его влияние на структуру литосферы Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1987. № 9. С. 3–11.
16. *Яскевич В.И., Яковлев Ю.К., Четвергов А.П.* и др. Результаты и проблемы изучения тектоники западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба по геолого-геофизическим данным // Тектоника Сибири. Т. IX. Тектоника и нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск: Наука, 1980. С. 79–84.

17. *Жарков В.Н.* Внутреннее строение Земли и планет: элементарное введение в планетную и спутниковую геофизику. М.: Наука и образование, 2013. 414 с.
18. *Артюшков Е.В.* Геодинамика. М.: Наука, 1979. 328 с.
19. *Артюшков Е.В.* Механизм образования сверхглубоких осадочных бассейнов. Растворение литосферы или эклогитизация? // Геология и геофизика. 2010. Т. 51, № 12. С. 1675–1886.
20. *Белоусов В.В.* Основы геотектоники. 2-е изд. М.: Недра, 1989. 382 с.
21. *Песковский И.Д.* Эволюция литосферы Западной Сибири и формирование осадочного бассейна. М.: Недра. 1992. 334 с.
22. Карта теплового потока территории СССР и сопредельных районов. Масштаб 1:10000000 / Под ред. А.А. Смысlova. Л.: ВСЕГЕИ, Мингео СССР, 1978.
23. *Jones A.G.* Electrical properties of the lower continental crust // Continental lower crust / Ed. by D.M. Fountain, R.J. Arculus, R.W. Kay. Amsterdam: Elsevier, 1992. P. 81–143.
24. *Кушинир Д.Г.* Геодинамические предпосылки некомпенсированного осадконакопления // ГеоКалининград-2021. Нефтегазовая, рудная геология и геофизика: Сборник трудов X Международной научно-практической конференции. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2021. С. 80–83.
25. *Афанасенков А.П., Яковлев Д.В.* Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности северного обрамления Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2018. Т. 59, № 7. С. 1032–1052. <https://doi.org/10.15372/GiG20180708>
26. *Черданцева Д.А., Кравченко Г.Г., Краснощекова Л.А.* Условия формирования песчаных пластов-коллекторов яковлевской свиты на территории Лодочного нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 10. С. 115–127. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/10/2860>
27. *Павленкова Н.И., Кашибин С.Н., Павленкова Г.А.* Земная кора глубоких платформенных впадин северной Евразии и природа их формирования // Физика Земли. 2016. № 5. С. 150–164. <https://doi.org/10.7868/S0002333716050124>
28. Геотраверс «ГРАНИТ»: Восточно-Европейская платформа – Урал – Западная Сибирь (строение земной коры по результатам комплексных геолого-геофизических исследований) / Под ред. С.Н. Кашибина. Екатеринбург: Баженовская геофизическая экспедиция, 2002. 312 с.
29. *Верниковский В.А.* Геодинамическая эволюция Таймырской складчатой области. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. 202 с.
30. *Обуэн Ж.* Геосинклинали: проблемы происхождения и развития / Пер. с англ. М.: Мир, 1967. 302 с.
31. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З.* Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика. 2017. № 3. С. 76–88.
32. *Павленкова Н.И.* Развитие представлений о сейсмических моделях земной коры // Геофизика. 1996. № 4. С. 11–18.
33. *Афанасенков А.П., Битнер А.К., Романов А.П.* и др. О перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Горного Таймыра на основе геолого-геохимических исследований // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2019. № 2(38). 2019. С. 51–64. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-2-51-64>
34. *Болдушевская Л.Н., Ладыгин С.В., Назимков Г.Д.* и др. Литология и органическая геохимия палеозойских отложений западного Таймыра // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Сб. материалов Международной научно-практической конференции. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 198–202.

New geodynamics: geosyncline plate tectonics

D.G. Kushnir

Taimyrgeofizika JSC (Bashneftegeofizika Group of Companies JSC), Dudinka, Russia
E-mail: d.kushnir@tmrgeo.ru

Abstract. For the first time, on the basis of the data set of the Taimyr geophysical site, the processes that cause vertical oscillatory movements of large blocks of the continental crust and largely determine its deep structure are confidently recorded. In this regard, the conceptual apparatus of plate tectonics is being expanded due to terms that were not originally used for it, previously used within the framework of geosyncline theory. Modern geodynamics combines concepts opposed in the past, thereby forming a conceptually new geosyncline plate tectonics.

Under the new paradigm, the oil and gas prospects of an area are determined not so much by its confinement to ageostructure of any age, as by the current stage of the geosyncline cycle, characterized by subsidence, active sedimentation processes and formation of a sedimentary basin or, conversely, orogenesis and dominant erosion of sediments. Thus, one or another scenario will cause a different inflow of hydrocarbons from the generation area, which means that regional tectonic movements largely predetermine the realization of the hydrocarbon potential, making them one of the most important criteria for its assessment.

Keywords: Taimyr geophysical site, geodynamics, plate tectonics, geosyncline, Earth's crust, crust–mantle mixture.

Citation: *Kushnir D.G. New geodynamics: geosyncline plate tectonics // Actual Problems of Oil Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 3–20. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art1> (In Russ.).*

References

1. *Kazais V.I., Melnik A.I., Kushnir D.G. Efficiency of a new stage of regional seismic exploration on Taimyr // Prospects of Development of the Oil and Gas Production Complex of the Krasnoyarsk Territory: Proceedings of the Scientific and Practical Conference. Krasnoyarsk: KNIIGiMS, 2007. P. 70–75. (In Russ.).*
2. *Kazais V.I., Kushnir D.G. The effectiveness of regional oil and gas exploration on the Taimyr Peninsula // Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough: Proceedings of the 8th International Geological and Geophysical Conference. St. Petersburg, 2018. 7 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800276> (In Russ.).*
3. *Kushnir D.G. Effectiveness of regional seismic surveys on Taimyr // Natural Resources of the Krasnoyarsk Territory. 2013. No. 18. P. 38–41. (In Russ.).*
4. *Kushnir D.G. Global geodynamic processes in the light of unique geophysical data obtained in recent years on Taimyr // Geosochi-2017. Oil and Gas Geology and Geophysics: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference. Tver: PolyPRESS LLC, 2017. P. 59–62. (In Russ.).*
5. *Kushnir D.G. Geodynamics of the Taimyr Peninsula from geophysical data // Geodynamics and Tectonophysics. 2018. Vol. 9, No. 1. P. 81–92. <https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-1-0338> (In Russ.).*
6. *Kushnir D.G., Zhuzhel A.S. Global geodynamics according to the data of the Taimyr geophysical site // Results of a comprehensive study of the strongest Altai (Chuya) earthquake in 2003, its place among the most important seismic events of the XXI century on the territory of Russia: Proceedings*

of the XXI Scientific and Practical Shchukin Conference with International Participation / Ed. by E.A. Rogozhin, L.A. Nadezhka. Moscow: IFZ RAS, 2018. P. 209–213. (In Russ.).

7. *Kushnir D.G.* Hyperbasites as a factor of geodynamics: the results of the surveys at the Taimyr geophysical site // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 2(29). P. 3–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art1> (In Russ.).

8. *Kushnir D.G.* Pre-Yenisei area of Taimyr and Gydan Peninsulas – deep seated geological structure and petroleum potential prospects // Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2016. Vol. 11, No. 6. P. 8. https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2016 (In Russ.).

9. *Kushnir D.G., Yakovlev D.V., Romanov A.P.* Tectonics and petroleum geological zoning of the Taimyr Peninsula according to the results of regional studies // Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2020. Vol. 15, No. 2. P. 4. https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2020 (In Russ.).

10. *Kushnir D.G.* Formation of Norilsk copper-nickel ores in the light of new data on the mechanisms of magmatic processes in the Taimyr // Geomodel-2021: Proceedings of the 23rd Scientific and Practical Conference on Oil and Gas Exploration and Development. Gelendzhik, 2021. 5 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157103> (In Russ.).

11. Neotectonic map of northern Eurasia. Scale 1:5,000,000 / Ed. by A.F. Grachev Moscow: VIEMS MPR RF, OIFZ RAS, 1997. (In Russ.).

12. *Kushnir D.G.* Continental geodynamics by the data from Taimyr survey site // New Ideas in Oil and Gas Geology-2021. New Reality: Proceedings of International Scientific and Practical Conference. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 2021. 4 p. <https://oilgasideas.ru/wp-content/uploads/2021/05/KyshnirDG.pdf> (Accessed on 14.09.2021). (In Russ.).

13. *Kazais V.I., Yagantsev E.M.* Methods of quantitative interpretation of gravitational and magnetic anomalies of Yenisei-Khatanga depression // Geologiya i Geofizika. 1971. No. 2. P. 25–30. (In Russ.).

14. *Kostyuchenko S.L.* Crustal structure and in-depth mechanisms of the formation of subarctic continental sedimentary basins in Siberia // Regional Geology and Metallogeny. 2000. No. 10. P. 125–135. (In Russ.).

15. *Surkov V.S., Smirnov L.V., Zhero O.G.* Early Mesozoic riftogenesis and its effect on the structure of the lithosphere of the Western-Siberian Platform // Geologiya i Geofizika. 1987. No. 9. P. 3–11. (In Russ.).

16. *Yaskevich V.I., Yakovlev Yu.K., Chetvergov A.P.* et al. Results and problems of studying the tectonics of the Western part of the Siberian platform and the Yenisei-Khatanga trough from geological and geophysical data // Tectonics of Siberia. Vol. IX. Tectonics and oil and gas potential of Siberia and the Far East. Novosibirsk: Nauka, 1980. P. 79–84. (In Russ.).

17. *Zharkov V.N.* Internal structure of the Earth and planets. Elementary introduction to planetary and satellite geophysics. Moscow: Nauka i Obrazovanie, 2013. 414 p. (In Russ.).

18. *Artyushkov E.V.* Geodynamics. Moscow: Nauka, 1979. 328 p. (In Russ.).

19. *Artyushkov E.V.* Mechanism of formation of superdeep sedimentary basins: Lithospheric stretching or eclogitization? // Russian Geology and Geophysics. 2010. Vol. 51, No. 12. P. 1304–1313. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.11.002>

20. *Belousov V.V.* Fundamentals of geotectonics. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1989. 382 p. (In Russ.).

21. *Peskovsky I.D.* The evolution of the lithosphere in West Siberia and formation of the sedimentary basin. Moscow: Nedra, 1992. 334 p. (In Russ.).
22. Heat flow map of the USSR territory and adjacent areas. Scale 1:10,000,000 / Ed. by A.A. Smyslov. Leningrad: VSEGEI, Mingeo USSR, 1978. (In Russ.).
23. *Jones A.G.* Electrical properties of the lower continental crust // Continental lower crust / Ed. by D.M. Fountain, R.J. Arculus, R.W. Kay. Amsterdam: Elsevier, 1992. P. 81–143.
24. *Kushnir D.G.* Geodynamic preconditions of uncompensated sedimentation // GeoKaliningrad-2021. Oil, Gas, Ore Geology and Geophysics: Proceedings of the X International Scientific and Practical Conference. Tver: PolyPRESS LLC, 2021. P. 80–83. (In Russ.).
25. *Afanasenkov A.P., Yakovlev D.V.* Application of electrical prospecting methods to petroleum exploration on the northern margin of the Siberian Platform // Russian Geology and Geophysics. 2018. Vol. 59, No. 7. P. 827–845. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.008>
26. *Cherdanceva D.A., Kravchenko G.G., Krasnoshchekova L.A.* The Yakovlevskaya suite oil-bearing sandstone formation conditions in the Lodochnoe oil field // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2020. Vol. 331, No. 10. P. 115–127. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/10/2860> (In Russ.).
27. *Pavlenkova N.I., Kashubin S.N., Pavlenkova G.A.* The Earth's crust of the deep platform basins in the Northern Eurasia and their origin // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2016. Vol. 52, No. 5. P. 770–784. <https://doi.org/10.1134/S1069351316050128>
28. GRANIT geotraverse: East European Platform–Urals–West Siberia (the crustal structure from the combined geological-geophysical studies) / Ed. by S.N. Kashubin. Yekaterinburg: Bazhenov Geophysical Expedition, 2002. 312 p. (In Russ.).
29. *Vernikovsky V.A.* Geodynamic evolution of the Taimyr folded region. Novosibirsk: Publishing House of the Sib. Br. of the RAS, SPC UIGGM, 1996. 202 p. (In Russ.).
30. *Aubouin J.* Geosynclines. Amsterdam: Elsevier, 1965. 335 p.
31. *Baldin V.A., Munasypov N.Z.* Neoproterozoic-Paleozoic and Triassic sequences of the Gydan and Taimyr Peninsulas // Geofizika. 2017. No. 3. P. 76–88. (In Russ.).
32. *Pavlenkova N.I.* Development of ideas about seismic models of the Earth's crust // Geofizika. 1996. No. 4. P. 11–18. (In Russ.).
33. *Afanasenkov A.P., Bitner A.K., Romanov A.P. et al.* On the petroleum potential prospects of the Gorny Taymyr Pre-Jurassic deposits based on geological and geochemical studies // Geology and Mineral Resources of Siberia. 2019. No. 2(38). P. 51–64. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-2-51-64> (In Russ.).
34. *Boldushevskaya L.N., Ladygin S.V., Nazimov G.D. et al.* Lithology and organic geochemistry of Paleozoic deposits of the Western Taimyr // Lithological and Geochemical Bases of the Forecast of Oil and Gas Potential: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference. St. Petersburg: VNIGRI, 2008. P. 198–202. (In Russ.).

Исследование подвижности дисперсных гелей полимерно-гелевой системы «Темпоскрин»

В.Б. Демьяновский

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: demian20@yandex.ru

Аннотация. В статье приводится описание методики оптико-электронного наблюдения за процессом седиментации гелевых частиц в полимерно-гелевой системе. Представлен анализ особенностей гидродинамического движения гелевых частиц при ламинарном и турбулентном режимах реализации технологии «Темпоскрин» для увеличения добычи нефти. Рассмотрено влияние гидродинамических условий на подвижность полимерно-гелевой системы в скважинных и пластовых условиях, включая распределение дисперсной гелевой фазы в пласте. Представлена модель управления потоками флюидов в нефтяном пласте подвижной полимерно-гелевой системой «Темпоскрин» на основе положений теории графов.

Ключевые слова: нефтедобыча, дисперсный гель, нефелометрия, цифровая камера, цифровая фотография, нефтяной пласт, теория графов.

Для цитирования: Демьяновский В.Б. Исследование подвижности дисперсных гелей полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 21–34. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art2>

С начала 90-х годов прошлого века семейство дисперсных полимерно-гелевых систем (ПГС) – «Темпоскрин» в различных модификациях успешно применяется для увеличения добычи нефти посредством обработки нагнетательных и добывающих скважин [1–3]. Приготовление ПГС производится путем смешения реагента «Темпоскрин» с пластовой водой перед закачкой в пласт. Реагенты, образующие дисперсные гели при смешении с водой, иногда называют водонабухающими полимерами.

Аналоги подобных систем в англоязычной литературе получили название «предварительно сформированные гелевые частицы» [4, 5]. Среди указанных систем следует выделить модифицированную ПГС «Темпоскрин» на основе реагента «Темпоскрин-Плюс», отличающуюся повышенной термической стабильностью.

По своей структуре система представляет собой грубые дисперсии полимерных гелей в воде размером 1–10 мм. Механические свойства гелевых частиц характеризуются сравнительно небольшим модулем упругости величиной 0,5–2 кПа.

Реагент «Темпоскрин» – это порошок анионного полиакриламида, сшитый в твердое состояние ионизирующим излучением [1]. При контакте с водой данный полимер образует дисперсную систему, состоящую из частиц геля миллиметрового размера и воды. Система в статических условиях оказывается седиментационно неустойчивой вследствие большого размера частиц и плотности, более высокой, чем вода. С другими твердыми поверхностями и между собой гелевые частицы практически не взаимодействуют. Поэтому после осаждения они могут быть переведены во взвешенное состояние за счет перемешивания.

Одновременно установлено, что наличие гелевых частиц в воде создает значительное гидродинамическое сопротивление при продавливании смеси через каналы размером менее 1 мм.

Эти особенности объясняют связь физико-механических свойств полимерно-гелевой системы с гидродинамическими режимами ее движения, структурой пластовых каналов фильтрации. Данные свойства делают уникальной технологию на основе ПГС «Темпоскрин» среди физико-химических методов повышения нефтеотдачи как систему с пассивной добавкой к воде. Несмотря на пассивность добавки, она оказывает влияние на фильтрацию в пластовых условиях. Механизм влияния раскрывается ниже.

В работе [6] явление сорбции активных примесей на поверхности породы отнесено к основной проблеме повышения эффективности физико-химических методов разработки нефтяных месторождений.

Это утверждение обосновывается следующим: активная примесь теряется в процессе сорбции на ограниченном расстоянии от скважины и слабо влияет на процессы в глубине пласта. В отличие от модификаторов воды, имеющих повышенную сорбцию к породе, частицы дисперсных гелей «Темпоскрин» не взаимодействуют ни с породой пласта, ни друг с другом. В связи с этим движение гелевых частиц происходит независимо друг от друга, если объем, занимаемый гелем в ПГС, относительно невелик. При увеличении концентрации гелевых частиц, например, в процессе седиментации в виде осадка или в узком поровом канале, движение гелевых частиц может оказывать взаимное влияние и создавать повышенное гидродинамическое сопротивление фильтрации воды в пласте.

Предлагаемый в настоящей работе подход предполагает наличие подвижных гелей миллиметрового размера в пластовых условиях. Частицы гелей подобного размера намного больше размера пор большинства нефтяных коллекторов и не могут в них проникнуть, однако в техногенных трещинах, а также высокопроницаемых участках пласта они двигаются с потоком воды, создавая дополнительное гидравлическое сопротивление.

В реальных промысловых условиях размер каналов, по которым нагнетается вода в пласт, имеет некоторое распределение по размерам, которое, как правило, заранее неизвестно. Тем не менее направление движения частиц гелей в пласте должно происходить преимущественно с потоками водной фазы полимерно-гелевой системы по каналам с более высокой гидропроводностью. За счет механического удержания в процессе движения ПГС по каналам с переменным сечением может происходить увеличение локальной концентрации частиц, повышающее гидродинамическое сопротивление, что в итоге приведет к выравниванию профиля притока нагнетаемой в пласт воды.

В связи с актуальностью для нефедобычи влияния размера гелевых частиц на скорость их движения и следующей за ними воды в пластовых условиях, представляется важным более подробное изучение подвижности гелевых частиц ПГС «Темпоскрин» и разработка физико-химической модели, объясняющей положительное действие этой системы на процесс добычи нефти в сравнении с технологиями, использующими хорошо сорбирующиеся активные примеси к закачиваемой в пласт воде.

Экспериментальная часть

Эксперимент состоит из двух частей.

В первой части представлены результаты исследования подвижности гелевых частиц ПГС при их седиментации методом оптико-электронного наблюдения.

Во второй рассматривается моделирование механизма действия полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» в технологическом процессе добычи нефти на основе теории графов.

Часть 1. Исследование подвижности дисперсных гелей ПГС «Темпоскрин» методом оптико-электронного наблюдения в процессе седиментации

Полимерно-гелевые системы «Темпоскрин»/«Темпоскрин-Плюс» после своего приготовления остаются стабильными в отношении объема и числа гелевых частиц во времени. До 90% объема системы занимает дисперсный гель, а остальной объем – дисперсионная среда с вязкостью, близкой к вязкости воды. Вследствие немного большей плотности гелевых частиц по сравнению с плотностью дисперсионной среды, в статических условиях наблюдается их оседание с образованием осадка геля. Однако в условиях движения дисперсионной среды распределение частиц по объему зависит также и от гидродинамического режима течения. Последний при движении жидкости по каналам принято определять [7] по числу Рейнольдса:

$$Re = DU/v, \quad (1)$$

где

D – характерный размер диаметра трубки, м;

U – скорость течения, м/с;

v – кинематическая вязкость флюида, м²/с.

Режим течения ПГС в стволе скважины при реализации технологии на основе реагента «Темпоскрин» следует оценивать по реальным промысловым данным и вязкости дисперсной среды полимерно-гелевой системы.

Например, для характерного радиуса скважины 0,1 м, скорости закачки ПГС в скважину 10 м³/час (0,28 м/с), кинематической вязкости воды 1×10^{-6} м²/с получается значение числа Рейнольдса $Re = 2800$. Это значение превышает критическую величину 2300, что указывает на турбулентный режим течения жидкости в трубе. Соответственно, частицы гелей ПГС при закачке в скважину будут вовлекаться вихревым течением жидкости [7] во взвешенном состоянии, а при планировании закачки полимерно-гелевой системы можно ориентироваться на закачку воды без примеси.

При контакте с пластом скорость движения воды снижается, режим течения переходит в ламинарный, при котором гелевые частицы оседают, образуя массив из частиц. Вследствие своей раздробленности указанный массив удерживается в малых порах пласта силой упругости гелей. В более крупных порах (трещинах) этой силы оказывается недостаточно и поэтому отдельные гелевые частицы сохраняют свою подвижность.

При лабораторном исследовании подвижности гелевых частиц ПГС использована схема оптико-электронного наблюдения свободного осаждения частиц геля в прозрачной стеклянной кювете. Соответствующая схема приведена на рис. 1.

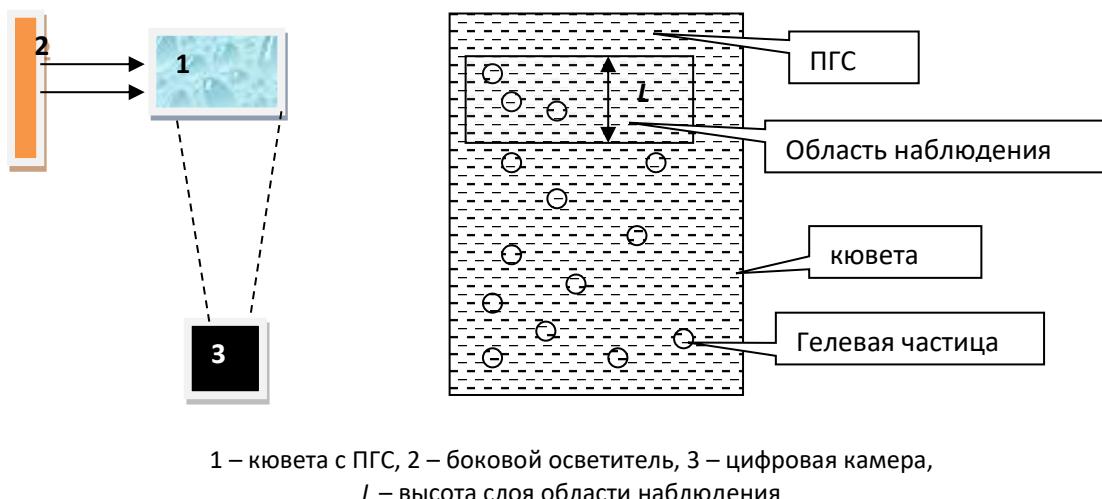


Рис. 1. Схема видео-электронного наблюдения седиментации гелей и выделение области наблюдения на цифровой фотографии кюветы

Метод представляет собой комбинацию метода нефелометрии [8–10] в сочетании с методом цифровой фотографии. Последующий анализ цифровой фотографии осуществляется на основе принципов фотограмметрии [11]. От нефелометрии использована боковая подсветка кюветы с образцом ПГС, а от фотограмметрии – приемы обработки цифровых изображений. Обработка и анализ результатов в цифровом формате проведены с использованием программного обеспечения ImageJ [12].

Возможность регистрации гелевых частиц дисперсных гидрогелей основана на рассеивании света на границе гель–вода. Наиболее распространенный вариант нефелометрии использует боковую подсветку кювет, а интенсивность рассеянного света измеряется под углом 90 градусов к линии хода световых лучей с применением одного или двух фотометрических датчиков. Интенсивность рассеяния света в методе нефелометрии зависит от интенсивности падающего света и количества центров рассеяния. Последний параметр пропорционален числу

гелевых частиц за вычетом фонового рассеяния.

Использование цифровой камеры для записи рассеянного света позволяет задействовать одновременно массив фотометрических датчиков для регистрации интенсивности рассеянного света вместе с положением источников подобного света (следовательно, и гелей) в пространстве. Цифровая фотография косвенно содержит информацию о количестве гелей и их размере в пиксельном представлении. В каждом пикселе цифровой фотографии содержится количественная информация об интенсивности падающего на матрицу фотокамеры света.

Существует множество программ обработки цифровых изображений, связывающих интенсивность света с количеством пикселей, характеризующих определенный уровень интенсивности света (выбрана программа ImageJ). На цифровой фотографии выделяется область наблюдения, представляющая интерес. При изучении седиментации гелей такой областью может быть зона под мениском жидкости.

В этой области после перевода во взвешенное состояние происходит наибольшее изменение концентрации рассеивающих частиц (от максимальной до минимальной).

Количество гелевых частиц в области наблюдения можно связать со скоростью седиментации соотношением вида:

$$NL = N_0 L - Ut, \quad (2)$$

где

N и N_0 – текущее и начальное количество частиц в поле наблюдения;

t – время, с;

L – высота слоя наблюдения, м;

U – скорость седиментации, м/с.

Для расчета скорости оседания по формуле (2) необходимо выделить частицы на цифровой фотографии и подсчитать их число. Такой подсчет неудобен, так как требует разделения частиц на изображения. Более удобный способ заключается в том, что вместо подсчета числа частиц в поле наблюдения подсчитывается число пикселей с уровнем яркости, приписываемым гелевым частицам.

Каждый пиксель на цифровой фотографии рассматривается как фотометр, уровень яркости которого пропорционален интенсивности рассеянного света, регистрируемого цифровой камерой. Фотография гелей при боковом освещении содержит информацию не только о числе частиц, но и общем количестве геля.

Яркость (интенсивность рассеяния) гелевой частицы на фотографии определяется законами рассеяния света на малых оптических неоднородностях – порядка длины световой волны, а изображение частицы размером 1–10 мм формируется по законам геометрической

оптики. Поэтому можно связать интенсивность рассеяния света I поля наблюдения с рассеянием света малым объемом геля и числом частиц соотношением:

$$I = Ne, \quad (3)$$

где

e – интенсивность рассеяния света малого объема геля, принятая одинаковой для частиц разного размера, в единицах градации интенсивности света.

Объемную долю геля V в поле наблюдения можно определить, используя интенсивность рассеяния света, по формуле:

$$V = N/N_0 = (I_t - I_{t0})/(I_{t0} - I_{t1}), \quad (4)$$

где

I_t – средний текущий уровень яркости цифрового изображения или его фрагмента в единицах градации уровня яркости;

I_{t0} и I_{t1} – минимальный и максимальный уровни яркости участков фотографии, создаваемые фоном и осадком гелей, соответственно.

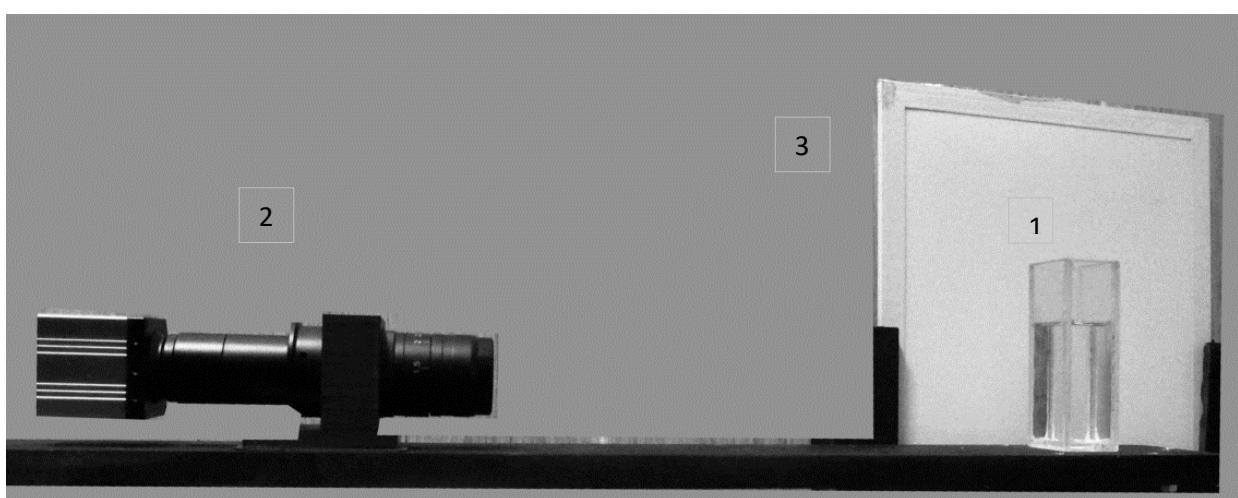
Формулы (3) и (4) совместно позволяют по результатам цифровой нефелометрии определять скорость седиментации гелевых частиц. В основе метода нефелометрии лежит измерение интенсивности рассеянного света на оптических неоднородностях гелевых частиц. Использование цифровой камеры в качестве датчика интенсивности рассеянного света позволяет дополнительно регистрировать размер и форму гелевых частиц, а также их распределение в пространстве.

При обработке полученных данных автором использовались различные варианты визуализации программы ImageJ.

Одним из вариантов является преобразование изображения в битовый формат, когда значение интенсивности рассеянного света принимает в пикселе цифровой фотографии всего два значения: 0 – для фона и 1 – для геля. В этом случае доля геля в поле наблюдения определяется как отношение числа пикселей со значением 1 к общему числу пикселей.

По другому варианту выделение гелевых частиц из фона производится по фотографии в 8-битном формате (в градациях серого цвета) с использованием гистограммы изображения, рассмотренной ниже.

Аппаратная реализация схемы видео-электронного наблюдения представлена на рис. 2.



1 – кювета с образцом, 2 – цифровая камера, 3 – боковой осветитель

Рис. 2. Внешний вид установки для оптико-электронного наблюдения седиментации дисперсных гелей методом цифровой нефелометрии

Методика проведения исследований

Объект исследований – полимерно-гелевая система – готовилась путем механического перемешивания в течение двух часов, смешением 0,5 г реагента «Темпоскрин-Плюс» со 100 г 5%-го водного раствора хлорида натрия. Готовую систему помещали в стеклянную кювету размером 30×40×120 мм.

Процесс измерения осуществлялся следующим образом. В фокус цифровой камеры помещали кювету, подсветку кюветы производили сбоку, а фон за кюветой создавался темным.

Перед началом регистрации производили интенсивное перемешивание смеси. Затем состояние образца записывалось цифровой камерой, регистрировался процесс оседания гелевых частиц под действием силы тяжести в дисперсионной среде.

Результаты представлены на рис. 3 в виде временной последовательности фотографий с интервалом 20 секунд. Там же дается репер для оценки реальных размеров гелевых частиц.

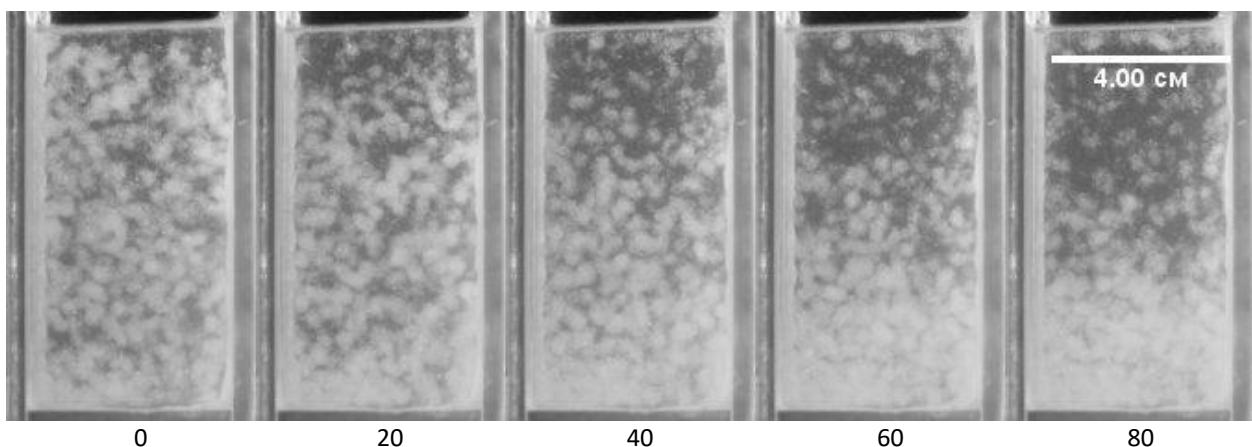
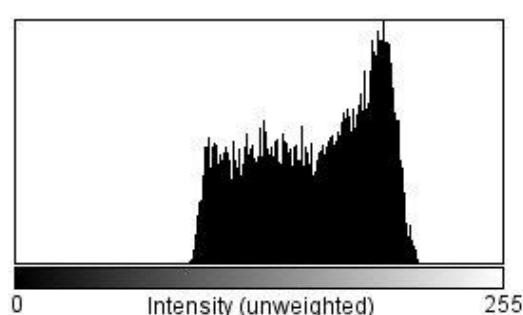


Рис. 3. Временная последовательность фотографий ПГС «Темпоскрин-Плюс» после смешения 0,5% реагента с 5% раствором NaCl и воды с интервалом 20 с, отражающая процесс седиментации частиц гелей

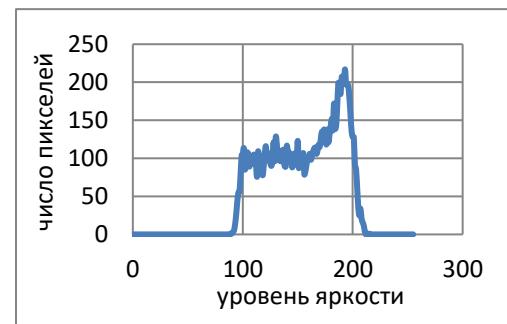
Анализ цифровых фотографий

При определении скорости осаждения гелевых частиц цифровой анализ фотографий осуществлялся по матрице размером 221×650 пикселей. На каждом изображении под мениском жидкости был выделен прямоугольник размером 71×67 пикселей. Масштабный коэффициент составил 0,396 мм/пиксель.

Уровни яркости отражались при помощи программного инструмента «Гистограмма» цифрового изображения. После обработки гистограмма интенсивности рассеяния света на фотографии изображалась в виде графика распределения элементов цифрового изображения с различной яркостью как функции от яркости числа пикселей с определенным значением яркости (рис. 4).



а



б

Рис. 4. Распределение элементов цифровой фотографии по уровню яркости:
а – в графическом редакторе ImageJ, б – в программе Excel

Средний уровень интенсивности рассеяния гелевых частиц определялся по выделенному фрагменту фотографии ПГС в верхней половине кюветы после перемешивания с интервалом 20 секунд.

Максимальный и минимальный уровни освещенности определялись по двум выделенным фрагментам фотографии – в области осадка геля и в области без гелевых частиц.

На рис. 5 представлена кинетика седиментации гелевых частиц, рассчитанная с использованием уравнений (1) и (2). По зависимости концентрации частиц гелей во времени в поле наблюдения кюветы с полимерно-гелевой системой определена средняя скорость седиментации гелей на уровне 0,4 мм/с. Полученная скорость в 700 раз меньше приведенной выше оценки скорости потока ПГС в скважине при закачке ее в пласт. Соответственно, допустимо предположение о неучете оседания геля в процессе закачки. С другой стороны, если

процесс закачки остановлен, то в зоне перфорации будет происходить концентрирование гелевых частиц. Режим оседания можно оценить по критерию Рейнольдса. При среднем размере гелевых частиц 3 мм и вязкости водной среды 2 сСт значение числа Рейнольдса (Re) составляет ≈ 1 . Последнее значение соответствует ламинарному режиму осаждения гелевых частиц. Малая скорость оседания частиц в скважине допускает возможность перерывов в процессе проведения технологических операций с ПГС.

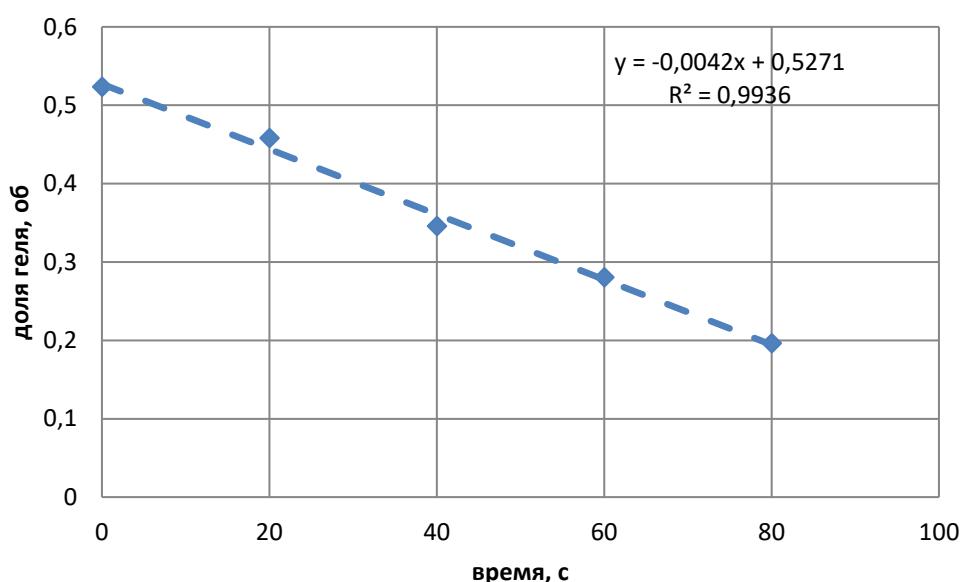


Рис. 5. Зависимость доли геля в выделенной области верхней части кюветы от времени по данным видео-электронного наблюдения полимерно-гелевой системы в процессе седиментации гелей из 0,5%-го раствора реагента «Темпоскрин-Плюс» в 5%-ом растворе NaCl

Часть 2. Моделирование технологии закачки в нефтяной пласт смеси воды и ПГС «Темпоскрин» на основе теории графов

Наиболее распространенным агентом на основе гидрофильных полимеров можно считать систему в виде водного раствора полиакриламида с добавлением

сшивающего агента – ацетата хрома [4]. Ранее считалось, что достоинством данной системы является первоначально низкая вязкость. Последняя обеспечивает возможность ее закачки в низко-проницаемый коллектор с созданием внутри пласта водоизолирующего гелевого экрана.

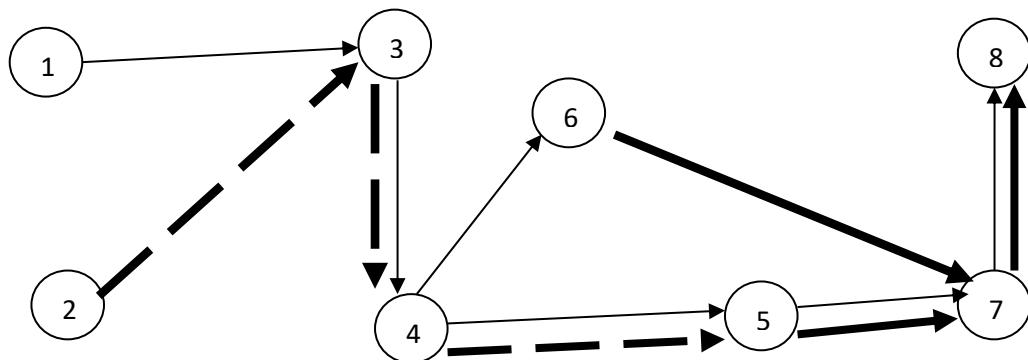
Кроме ацетата хрома часто указывают на возможность применения и других солей многовалентных металлов. Однако среди прочих сшивающих агентов ацетат хрома за счет регулирования времени гелеобразования обеспечивает возможность реализации этой технологии на промысле. Одним из негативных побочных процессов этой технологии является адсорбция поликариламида на поверхности породы в период до гелеобразования, а также неселективная фильтрация технологического раствора в поровом объеме пласта.

Изучение подвижности дисперсных гелей системы «Темпоскрин» и ее модификации «Темпоскрин-Плюс» позволило сформулировать для них свою модель управления потоками флюидов в пласте, в которой предполагается создание подвижного гелевого экрана.

Эта модель может быть представлена на основе теории графов. Теория графов – раздел математики, обеспечивающий практическую возможность наиболее общей формализации любых объектов.

Перспективным представляется применение теории графов и при моделировании объектов нефтедобычи. Основные понятия и алгоритмы решения задач на основе теории графов изложены в [13, 14].

Преимуществом использования графов при моделировании процесса заводнения состоит в интуитивно понятной схеме процесса, которая в обобщенном виде представлена на рис. 6. Разработка пласта с заводнением включает закачку в пласт воды, а обработка пласта ПГС «Темпоскрин» приводит к потокоотклонению с извлечением дополнительной скважинной жидкости из добывающей скважины. Граф может быть представлен не только в виде планарного рисунка, но и виде абстрактного математического 3D объекта. Однако графическая визуализация процесса разработки пласта с заводнением более удобна, поскольку позволяет во многих случаях сопоставить геометрическое положение элементов графа (вершин или узлов) с реальным положением этого элемента в промысловом объекте.



Узлы графа: 1 – источник воды (цех ППД), 2 – источник ПГС «Темпоскрин», 3 – устье нагнетательной скважины, 4 – зона перфорации, 5 – промытая внутрив пластовая область, 6 – нефтенасыщенная внутрив пластовая область, 7 – зона перфорации добывающей скважины, 8 – устье добывающей скважины

Связи графа:

- – для потоков воды
- – для потоков геля
- – для потоков нефти

Рис. 6. Схема технологии «Темпоскрин» в виде графа с обозначениями узлов

Модель разработки нефтяного пласта включает в себя три подграфа – множество одних и тех же узлов (вершин), соединенных различными ориентированными связями (ребрами). Соответствующие связи ассоциируются с потоками соответственно воды, геля и нефти. Граф воды имеет исток и сток в нагнетательной и добывающей скважинах соответственно. Граф геля имеет исток в нагнетательной скважине, а сток – в объеме пласта. Исток графа нефти находится в пласте, а сток – в добывающей скважине. В силу трехфазной фильтрации воды, геля и нефти в едином поровом пространстве нефтяного коллектора закачка подвижного геля в пласт оказывает влияние на потоки воды и нефти.

Для графа технологии «Темпоскрин», представленной на рис. 6, дополнительно принята цифровая система обозначения узлов и их связей. Узлы графа, сопоставляемые двум областям нефтяного пласта, соответствуют двум условным областям пласта. Одна из них характеризуется высокой нефтенасыщенностью (узел «6»), а другая обладает низкой нефтенасыщенностью (узел «5»). Пространственное расположение указанных узлов не детализируется, что может оказаться полезным при принятии решения об обработке пласта этой системой с целью повышения добычи нефти.

Выбор промысловых объектов на месторождении производится под потребности нефтедобывающей компании. Параметры промыслового объекта – скважины в процессе эксплуатации меняются. Исходя из текущих промысловых данных, разработчик формулирует задание на проведение методов повышения нефтеотдачи. Выравнивание профиля приемистости – один из часто используемых вариантов. Физико-химические свойства

ПГС, в том числе их подвижность, учитываются совместно с геолого-промышленными данными при разработке технологического плана работ и планируется их результат.

Граф движения геля, отмеченный на рис. 6 пунктиром, схематично указывает на путь движения ПГС в процессе обработки пласта. Часто такой процесс ограничен во времени 1–2 сутками. После завершения обработки пласта дисперсным гелем возможно его дальнейшее движение в пласте с влиянием на потоки воды и нефти. В соответствии с моделью, следует выделить два конкурирующих пути для воды – через узлы с низкой нефтенасыщенностью (узел «5») и высокой нефтенасыщенностью (узел «6»). Движение геля на этапе обработки пласта ПГС происходит по связям «4–5–7», что приводит к снижению фазовой проницаемости для воды в промытой области пласта, вызывая потокоотклонение с направлением закачиваемой воды в более высоко нефтенасыщенную область. Новый путь для воды реализуется по связям «4–6–7», в результате чего эта область пласта становится истоком для потоков нефти, поступающей в добывающую скважину, что и является причиной увеличения добычи нефти. Представленная граф-модель в наиболее общей форме описывает механизм воздействия ПГС «Темпоскрин» на потоки подземных флюидов и добычу нефти.

Выводы

Разработан метод измерения подвижности гелей полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» в процессе седиментации на основе цифровой нефелометрии. Показано, что в скважине и в пластовых условиях дисперсные гели сохраняют подвижность.

Модель технологии «Темпоскрин» может быть представлена в виде набора графов, которые характеризуют потоки воды, подвижной полимерно-гелевой системы и нефти наглядным образом, и демонстрирует увеличение добычи нефти при воздействии дисперсной полимерно-гелевой системой на нефтяной пласт.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № AAAA-A19-119013190038-2).

Литература

1. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б. А.с. SU 1669404 А3. Добавка к закачиваемой в пласт воде «Темпоскрин» и способ получения добавки. № 4713456/03; Заявл. 03.04.1989; Опубл. 10.06.1999 // Изобретения. Полез. модели. 1999. Бюл. № 16. <http://www1.fips.ru>
2. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Бакиров Н.Р. и др. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии «Темпоскрин-Плюс» для ограничения водопритоков на добывающих скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 78–82. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-78-82>
3. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Сурмаев А.В. и др. Результаты физико-химического воздействия на продуктивные пласти Вятской площади Арланского месторождения полимерно-гелевой технологией «Темпоскрин» // Нефтепромысловое дело. 2010. № 11. С. 19–24.
4. Кетова Ю.А., Бай Б., Казанцев А.Л., Галкин С.В. Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19, № 3. С. 251–262. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5>
5. Bai B., Li L., Liu Yu. et al. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and application // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2007. Vol. 10, No. 4. P. 415–422. <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 332 с.
7. Вихарев А.Н., Долгова А.И. Гидравлика: режимы движения, уравнение Бернулли, потеря напора, каналы: Учебное пособие. Архангельск: Изд-во АГТУ, 2001. 92 с.
8. Нефелометрия и турбидиметрия // Химическая энциклопедия. Т. 3 / Гл. ред. И.Л. Кнуниэнц. М.: Изд-во «Большая Российская энциклопедия», 1992. С. 439–441.
9. Пиккеринг У.Ф. Современная аналитическая химия / Пер. с англ. Б.Я. Спивакова и Г.И. Рамендики. М.: Химия, 1977. 560 с.
10. Марков А.П. Особенности световодной мутнometрии // Вестник Белорусского университета. 2012. № 4(37). С. 93–103. https://doi.org/10.53078/20778481_2012_4_93
11. Михайлов А.П., Чубуничев А.Г. Фотограмметрия: Учебник для вузов. М.: Изд-во МИИГАиК, 2016. 294 с.

Автор выражает признательность ООО НТФ «Атомбиотех» за предоставленные для исследования реагенты «Темпоскрин» и «Темпоскрин-Плюс», а также за ценные критические замечания при обсуждении статьи и анализе ее результатов.

12. *Rasband W.S.* ImageJ. Version 1.53k. U.S. National Institutes of Health, Bethesda, Maryland, USA, 2021. <https://imagej.nih.gov/>
13. *Алексеев В.Е., Захарова Д.В.* Теория графов: Учеб. пособие. Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2017. 119 с.
14. *Буркатовская Ю.Б.* Теория графов: Учеб. пособие. Часть 1. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. 200 с.

Investigation of the mobility of dispersed gels of the Temposcreen polymer-gel system

V.B. Demyanovskiy

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: demian20@yandex.ru

Abstract. The article describes the method of optical-electronic observation of the process of sedimentation of gel particles in the polymer-gel system. The analysis of hydrodynamic movement of gel particles in laminar and turbulent modes during the implementation of the Temposcreen technology in oil production is carried out. The effect of hydrodynamic conditions on the mobility of the polymer-gel system in well and reservoir conditions, as well as on the distribution of the dispersal gel phase in the reservoir, is considered. On the basis of the graph theory, the model of fluid flow management in the oil layer by the Temposcreen mobile polymer-gel system is presented.

Keywords: oil production, dispersion gel, nephelometry, digital camera, digital photography, oil layer, graph theory.

Citation: Demyanovskiy V.B. Investigation of the mobility of dispersed gels of the Temposcreen polymer-gel system // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 21–34. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art2> (In Russ.).

References

1. *Kaushansky D.A., Demyanovsky V.B.* A.c. SU 1669404 A3. Additive to the water injected into the formation Temposcreen and a method for obtaining an additive. No. 4713456/03; Appl. 03.04.1989; Publ. 10.06.1999 // Inventions. Useful models. 1999. Bull. No. 16. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
2. *Kaushanskiy D.A., Demyanovskiy V.B., Bakirov N.R.* et al. Field trial results of water shut-off in oil producing wells using the Temposcreen-Plus technology in RN-Purneftegas LLC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No 6. P. 78–82. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-78-82> (In Russ.).
3. *Kaushansky D.A., Demyanovsky V.B., Surmayev A.V.* Results of physical-chemical impact of polymer-gel “Temposkrin” technology on productive layers of Vyatka area of Arlansky oil field // Oilfield Engineering. 2011. No.11. P. 19–24. (In Russ.).
4. *Ketova Yu.A., Bai B., Kazantsev A.L., Galkin S.V.* Analysing the efficiency of flooding oil reservoirs with water-soluble polyacrylamide and preliminary cross-linked polyacrylamide particles // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2019. Vol. 19, No. 3. P. 251–262. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5> (In Russ.).
5. *Bai B., Li L., Liu Yu.* et al. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and application // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2007. Vol. 10, No. 4. P. 415–422. <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
6. *Zhelтов Yu.P.* Oil field development: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1986. 332 p. (In Russ.).
7. *Vikharev A.N., Dolgov A.I.* Hydraulics: modes of motion, Bernoulli equation, pressure loss, channels: Textbook. Arkhangelsk: Arkhangelsk State Technical University, 2001. 92 p. (In Russ.).

8. Nephelometry and turbidimetry // Chemical encyclopedia. Vol. 3 / Ed. by I.L. Knunyants. Moscow: Great Russian Encyclopedia, 1992. P. 439–441. (In Russ.).
9. *Pickering W.F.* Modern analytical chemistry. New York: Marcel Dekker, 1971. 622 p.
10. *Markov A.P.* Features of light guide turbidity // Herald of the Belarusian-Russian University. 2012. No. 4(37). P. 93–103. https://doi.org/10.53078/20778481_2012_4_93 (In Russ.).
11. *Mikhailov A.P., Chibunichev A.G.* Photogrammetry: Textbook for universities. Moscow: Moscow State Institute of Geography and Mineralogy, 2016. 294 p. (In Russ.).
12. *Rasband W.S.* ImageJ. Version 1.53k. U.S. National Institutes of Health, Bethesda, Maryland, USA, 2021. <https://imagej.nih.gov/>
13. *Alekseev V.E., Zakharova D.V.* The graph theory: Textbook. Nizhny Novgorod: Nizhny Novgorod State University, 2017. 119 p. (In Russ.).
14. *Burkatovsky Yu.B.* The graph theory: Textbook. Part 1. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2014. 200 p. (In Russ.).

Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки

А.Н. Дмитриевский¹, Н.А. Скибицкая^{1*}, Н.А. Гафаров¹, Е.А. Чернышева², О.К. Навроцкий³,
И.О. Бурханова¹, М.Н. Большаков¹, Н.И. Самохвалов¹

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

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

3 – Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, г. Саратов, Россия

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Аннотация. В связи с падением добычи газа и конденсата на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении приоритетным направлением деятельности ПАО «Газпром» и ООО «Газпром добыча Оренбург» является воспроизводство минерально-сырьевой базы и достижение максимальных коэффициентов компонентоотдачи для обеспечения сырьем Оренбургского газо-химического комплекса. Решение этой задачи напрямую связано с вовлечением в добычу и глубокую комплексную переработку уникальных запасов трудноизвлекаемой нефти (матричной нефти, высокомолекулярного сырья), приуроченной к газонасыщенной части Оренбургского месторождения. Трудноизвлекаемая нефть имеет переменный состав – от высокобитуминозной в трещинно-поровых и поровых низкопроницаемых коллекторах до жидкой традиционной в поровых и крупнопоровых проницаемых коллекторах. В настоящей работе проанализированы результаты оценки запасов матричной нефти, прогнозных ресурсов попутных компонентов матричной нефти – металлов и запасов сорбированного газа, не учитываемых при подсчете запасов.

Ключевые слова: матричная нефть, высокомолекулярное сырье, высокомолекулярные компоненты, сорбированный газ, металлы, геологические запасы, трудноизвлекаемые запасы, извлекаемые запасы, прогнозные ресурсы, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Для цитирования: Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Чернышева Е.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Самохвалов Н.И. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>

Введение

Уникальное по запасам газа Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ), открытое в 1966 г., разделено на центральный, западный и восточный участки. Продуктивные отложения Оренбургского месторождения представлены карбонатными породами кальцито-доломитового состава пермо-карбонового возраста. В разрезе выделяют следующие типы коллекторов: поровые

(коэффициент пористости $K_P \geq 6\%$), порово-трещинные ($3 \leq K_P < 6\%$) и трещинные ($K_P < 3\%$) (Кутеев Ю.М., 1979; Боярчук А.Ф., 1994). В настоящее время запасы газа месторождения выработаны уже на 68%, однако Оренбургское НГКМ по-прежнему является основным источником сырья Оренбургского газо-химического комплекса. Авторами статьи проанализирован ресурсный потенциал газовой части месторождения.

Геологические запасы матричной нефти и прогнозные ресурсы металлов в газовой части ОНГКМ

Подсчитанные в 2003 г. на основе разработанных методик специалистами ИПНГ РАН, ООО «ВолгоУралНИПИгаз» и компании «Roxar» геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (определенной как высокомолекулярное сырье (ВМС) на тот момент исследований) были представлены на рассмотрение и экспертизу в ГКЗ МПР РФ. Экспертно-технический совет ФГУ ГКЗ Роснедра Министерства природных ресурсов в 2005 г. оценил суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья (нефти) в зонах газонасыщения ОНГКМ в объеме 2,59 млрд т нефтяного эквивалента, в том числе 578 млн т масел были отнесены к запасам категории С₂.

В 2012 г. на основе разработанной уточненной методики и созданных оригинальных математических геолого-

геохимических объемных (3D) моделей Оренбургского НГКМ учеными ИПНГ РАН (в составе договора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с ООО «Газпром добыча Оренбург») был проведен уточненный подсчет суммарных геологических запасов матричной нефти, а также подсчет запасов (ресурсов) ее отдельных компонентов (жидких нефтяных углеводородов, масел, смол, асфальтенов). Уточненные суммарные геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (матричной нефти, ВМС) в поровых и трещинно-поровых коллекторах газонасыщенной части Оренбургского месторождения составили 3,058 млрд т, в том числе запасы жидких нефтяных углеводородов (ЖУВ) – 2,421 млрд т, суммарные запасы высокомолекулярных компонентов (ВМК): масел, смол, асфальтенов – 637,2 млн т, из которых 337,72 млн т составляют запасы масел (табл. 1) [1].

Таблица 1

Геологические запасы матричной нефти и ее высокомолекулярных компонентов, в том числе масел, смол, асфальтенов в продуктивных отложениях газовой части Оренбургского НГКМ (2012 г., ИПНГ РАН)

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК*, млн м ³	Запасы ВМК, тыс. т				Σ Запасы жидких УВ, тыс. т	Запасы ретроградного конденсата, тыс. т	Запасы жидких УВ матричной нефти, тыс. т	Запасы матричной нефти, тыс. т	Σ Запасы ЖУВ матричной нефти и масел, тыс. т	Σ Запасы смол и асфальтенов, тыс. т	
		Суммарные запасы ВМК, тыс. т	Масла, тыс. т	Смолы, тыс. т	Асфальтены, тыс. т							
Центральная часть												
P ₁ аг	50370,1	96873,0	51342,6	32482,8	13047,6	687136,3	25406,8	661729,5	758602,5	713072,1	45530,4	
P ₁ sm	35594,8	201303,7	106691,0	58521,4	36091,3	341525,9	16141,9	325384,0	526687,6	432075,0	94612,7	
P ₁ а	21663,9	44442,7	23554,6	13474,2	7413,9	290388,2	11478,0	278910,2	323352,9	302464,8	20888,1	
C ₃	15621,8	9083,8	4814,3	3079,2	1190,3	333918,9	9858,1	324060,8	333144,6	328875,1	4269,5	
C ₂ м	13662,9	60154,0	31881,6	17064,4	11207,4	59001,3	6969,6	52031,7	112185,7	83913,3	28271,8	
ВСЕГО	136913,5	411857,2	218284,1	124622,0	68950,5	1711970,6	69854,5	1642116,1	2053973,2	1860400,2	193572,5	
Западная часть												
P ₁ аг	7549,8	15736,3	8340,2	3619,3	3776,8	96407,4	3857,9	92549,5	108285,8	100889,7	7396,1	
P ₁ sm	10719,4	63338,3	33569,3	14567,8	15201,2	143373,4	5560,7	137812,7	201151,0	171382,0	29769,0	
P ₁ а	5092,6	10364,1	5494,5	2381,5	2488,1	75217,1	2919,9	72297,2	82661,3	77791,7	4869,6	
C ₃	3324,3	2115,1	1121,0	486,4	507,7	80797,4	2135,5	78661,9	80777,0	79782,9	994,1	
C ₂ м	1032,7	4428,8	2347,4	1018,6	1062,8	4738,0	529,9	4208,1	8636,9	6555,5	2081,4	
ВСЕГО	27718,8	95982,6	50872,4	22073,6	23036,6	400533,3	15003,9	385529,4	481512,0	436401,8	45110,2	
Восточная часть												
P ₁ аг	23856,9	98472,6	52190,4	22648,8	23633,4	294674,0	8658,6	286015,4	384488,0	338205,8	46282,2	
P ₁ sm	8460,1	30680,1	16260,4	7056,4	7363,3	107464,1	2029,7	105434,4	136114,5	121694,8	14419,7	
P ₁ а	126,1	213,5	113,2	49,1	51,2	2046,8	76,6	1970,2	2183,7	2083,4	100,3	
ВСЕГО	32443,0	129366,2	68564,0	29754,3	31047,9	404184,9	10764,9	393420,0	522786,2	461984,0	60802,2	
Центральная, западная и восточная части												
ВСЕГО	197075,3	637206,0	337720,5	176449,9	123035,0	2516688,8	95623,3	2421065,5	3058271,4	2758786,0	299484,9	

*ВНК – водонефтяной контакт

Особый интерес в газовой части ОНГКМ представляют суммарные геологические запасы нефти в поровых коллекторах – 1,530 млрд т, в том числе 1,267 млрд т – запасы жидких нефтяных углеводородов и 0,139 млрд т – запасы масел. Суммарные геологические запасы масел и жидких нефтяных углеводородов в

поровых коллекторах ОНГКМ составляют 1,406 млрд т (табл. 2). В соответствии с классификацией запасов нефти и ресурсов горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, эти запасы могут быть отнесены к геологическим запасам категории С₂ и даже С₁ [2].

Таблица 2

Результаты дифференцированного подсчета геологических запасов матричной нефти и ее жидких углеводородных и высокомолекулярных компонентов, в том числе масел, смол, асфальтенов в трещинно-поровых и поровых коллекторах продуктивных отложений газовой части Оренбургского НГКМ (тип коллектора: тр/пор – трещинно-поровый, пор. – поровый) [1]

Запасы по типам коллектора	Запасы (ВМК), тыс. т				Запасы ЖУВ матричной нефти, тыс. т	Суммарные запасы матричной нефти (ВМК+ЖУВ), тыс. т
	Суммарные запасы ВМК, тыс. т	Масла, тыс. т	Смолы, тыс. т	Асфальтены, тыс. т		
тр./пор.	374348,9	198404,9	103574,1	72369,8	1154052,8	1528401,6
пор.	262857,1	139315,6	72875,8	50665,2	1267012,7	1529869,8
ВСЕГО	637206,0	337720,5	176449,9	123035,0	2421065,5	3058271,4
Распределение запасов по типам коллектора, %						
тр./пор.	58,7	58,7	58,7	58,8	47,7	50,0
пор.	41,3	41,3	41,3	41,2	52,3	50,0

Таким образом, запасы масел и жидких нефтяных углеводородов в поровых коллекторах (коэффициент пористости $K_p \geq 6\%$), которые на данный момент можно было бы отнести к геологическим запасам категории С₁, составляют в сумме 1,406 млрд т.

При коэффициенте извлечения нефти (КИН), равном 10%, извлекаемые запасы нефти в газовой части месторождения могут составить 140,6 млн т, что в соответствии с классификацией запасов приближается к категории месторождений с крупными запасами и в полтора раза превышает расчетные извлекаемые запасы нефти восточной оторочки ОНГКМ [3]. При КИН, равном 20%, извлекаемые запасы составят 281 млн т, что может существенно перекрыть весь сформированный нефтяной баланс ООО «Газпром нефть» по Оренбургской области [4]. Вышеупомянутые извлекаемые запасы приурочены к поровым коллекторам, в то время как существует также ресурсный резерв жидких углеводородов (1,154 млрд т)

в трещинно-поровых коллекторах ОНГКМ (см. табл. 2).

Оценка ресурсов содержащихся в матричной нефти ценных металлов (редких, редкоземельных, цветных и благородных) показала, что Оренбургское НГКМ является перспективным источником полиметаллического сырья для химической промышленности. Прогнозные ресурсы металлов, наиболее перспективных с точки зрения получения товарных продуктов в результате переработки матричной нефти, составили: ванадия V – 153091,7 т, никеля Ni – 37699,8 т, галлия Ga – 1105,4 т, молибдена Mo – 3532,4 т, серебра – Ag 510,9 т [5]. В пересчете на пятиокись ванадия ресурсы V в продуктивных отложениях ОНГКМ составляют 543,9 тыс. т, что в полтора раза превышает суммарные геологические запасы пятиокиси ванадия трех крупных нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – Ромашкинского, Ново-Елховского и Степноозерского [6].

**Построение объемных (3D)
математических моделей
распределения параметров пластов
на основе результатов интерпретации
данных геофизических исследований
скважин (ГИС)**

На основе комплексного анализа петрофизических, геохимических, физико-химических исследований свойств пород ОНГКМ (всего более 5000 образцов, в том числе из скважины 1-ВМС), на основе установленных связей «керн – керн» и «керн – ГИС», разработаны методики интерпретации, позволяющие определять в разрезе как карбонатных, так и терригенных отложений,

в том числе терригенных отложений с карбонатным цементом, литологические, фильтрационно-емкостные свойства пород, нефтегазонасыщенность [7–9].

В качестве примеров на рис. 1 представлены планшеты, на которых показаны возможности интерпретации данных ГИС для карбонатных пород (нижнепермские отложения ОНГКМ, см. рис. 1а), а также терригенных пород, в том числе с карбонатным цементом (нижнекемеровские отложения ОГНКМ, см. рис. 1б), разработанные в Восточно-Предкавказской нефте-газоносной области (НГО), см. рис. 1б) [9].

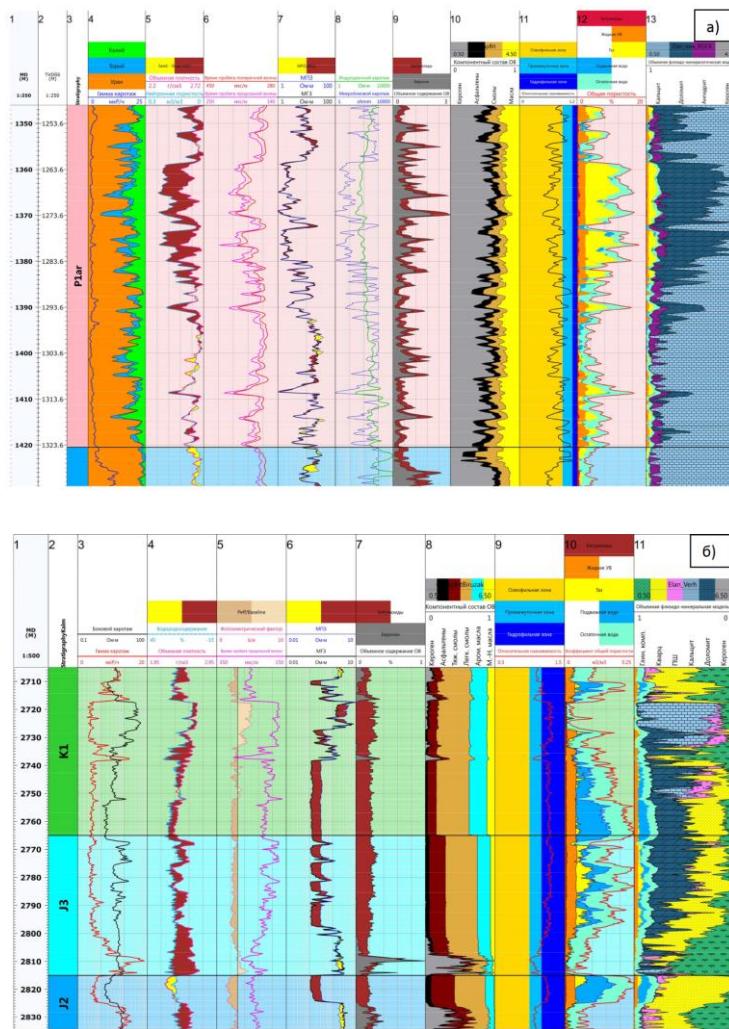


Рис. 1. Планшеты с результатами интерпретации данных ГИС:
а – разрез нижнепермских отложений Оренбургского НГКМ (P_{1ar} , скв. 1-ВМС);
б – разрез мезозойских отложений Восточно-Предкавказской НГО [9]

В результате интерпретации материалов ГИС в разрезе вскрытых скважиной газонасыщенных отложений дополнительно определяются:

- содержание керогена;
- содержание битумоидов;
- содержание компонентов битумоидов:
 - асфальтенов,
 - смол тяжелых (спирто-бензольных),
 - смол легких (бензольных),
 - масел;
- содержание жидких нефтяных углеводородов в газонасыщенном разрезе;
- избирательная смачиваемость пород водой, в присутствии углеводородов $\theta_{\text{B-G}}$;
- избирательная смачиваемость пород углеводородами, в присутствии воды $\theta_{\text{G-B}}$;
- относительная или преимущественная смачиваемость одним из флюидов $\theta_{\text{G-B}}/\theta_{\text{B-G}}$;
- дифференциация интервалов разреза на олеофильные (гидрофобные), гидрофильные, и с промежуточными (фильно-фобными) характеристиками:
- содержание подвижной воды и неподвижной (остаточной, связанной),

- остаточная газонасыщенность, потенциально защемляемая в порах при обводнении,
- скорость процесса обводнения при разработке месторождения на режиме «истощения» или при разработке нефтяного месторождения заводнением.

На основе полученных результатов и имеющейся геологической модели появляется возможность построения объемных (3D) математических моделей распределения вышеперечисленных параметров. Цифровое геологическое моделирование позволяет решать такие важные задачи как:

- подсчет запасов углеводородов,
- планирование скважин,
- подготовка основы для гидродинамического моделирования [10].

При этом модель можно непрерывно уточнять при получении новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения [11]. На рис. 2 в качестве примера приведена карта линейных запасов матричной нефти в поровых коллекторах центральной газовой части ОНГКМ, построенная на основе созданных в ИПНГ РАН 3D моделей.

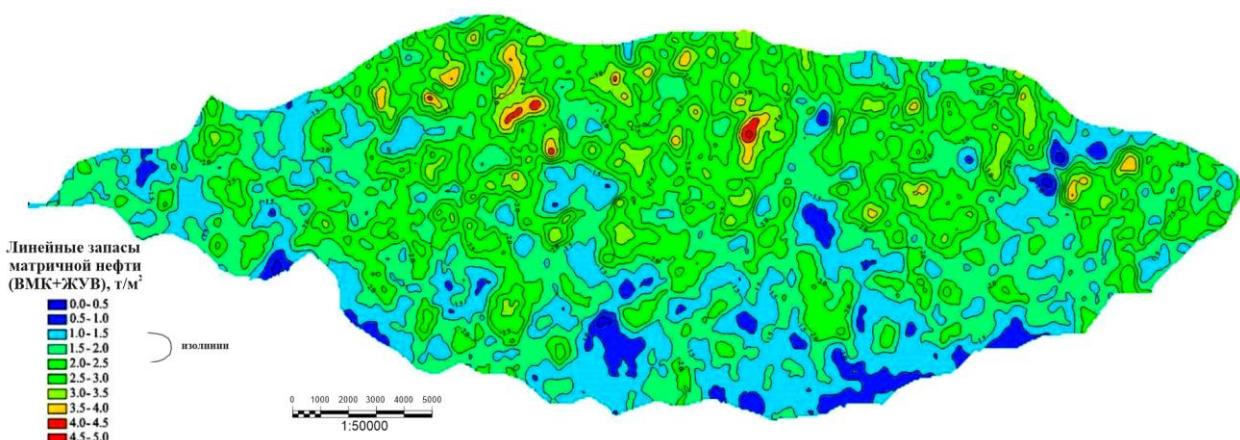


Рис. 2. Карта линейных суммарных (жидких и битуминозных) запасов матричной нефти в газонасыщенных поровых коллекторах в центральной части ОНГКМ, т/м² [1]

На рис. 3 представлены объемные модели распределения суммарных концентраций матричной нефти и ее компонентов (ЖУВ, суммарных ВМК незрелой матричной нефти и отдельных битуминозных компонентов в составе

ВМК – масел, смол, асфальтенов) в продуктивных отложениях площади размером 2,25 км × 2,25 км, включающей планируемый на ОНГКМ опытный участок 2-6 ВМС по отработке технологий добычи нефти из газовой части залежи.

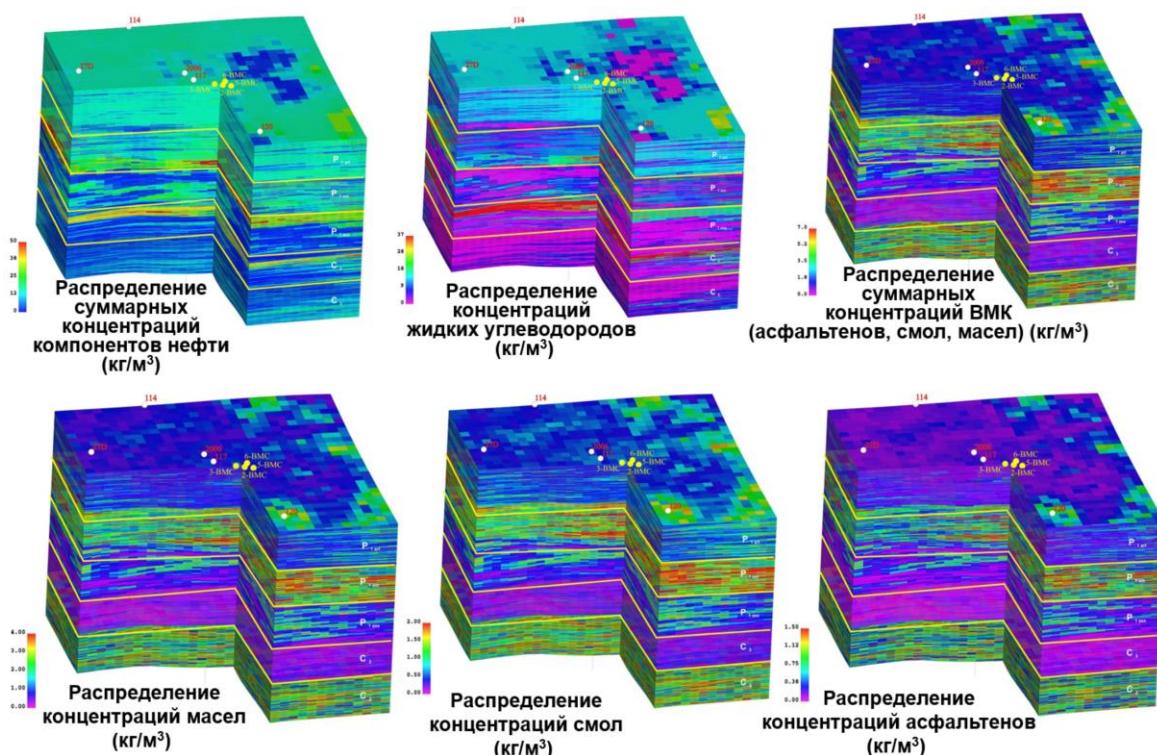


Рис. 3. Объемные 3D модели распределения концентраций матричной нефти (ВМС) и ее компонентов (кг/м³) в районе планируемого на ОНГКМ опытного участка 2-6 ВМС по отработке технологий добычи нефти из газовой части залежи (площадь размером 2,25 км × 2,25 км, включающая планируемый на ОНГКМ опытный участок 2-6 ВМС)

Созданные на основе геохимических 3D моделей распределения массовых концентраций отдельных компонентов битумоидов (асфальтенов, смол спирто-бензольных, смол бензольных и масел) модели распределения содержаний микроэлементов в объеме газовой части продуктивных отложений Оренбургского НГКМ позволяют построить карты средних концентраций металлов как для всей площади

месторождения, так и для отдельных участков (рис. 4).

В результате анализа 3D моделей распределения ВМК матричной нефти в продуктивных отложениях ОНГКМ были выделены 20 перспективных зон распространения ценных металлов на месторождении. Средняя концентрация битумоидов и, соответственно, металлов, в выделенных зонах в 1,6 раза выше, чем в среднем по месторождению [5].

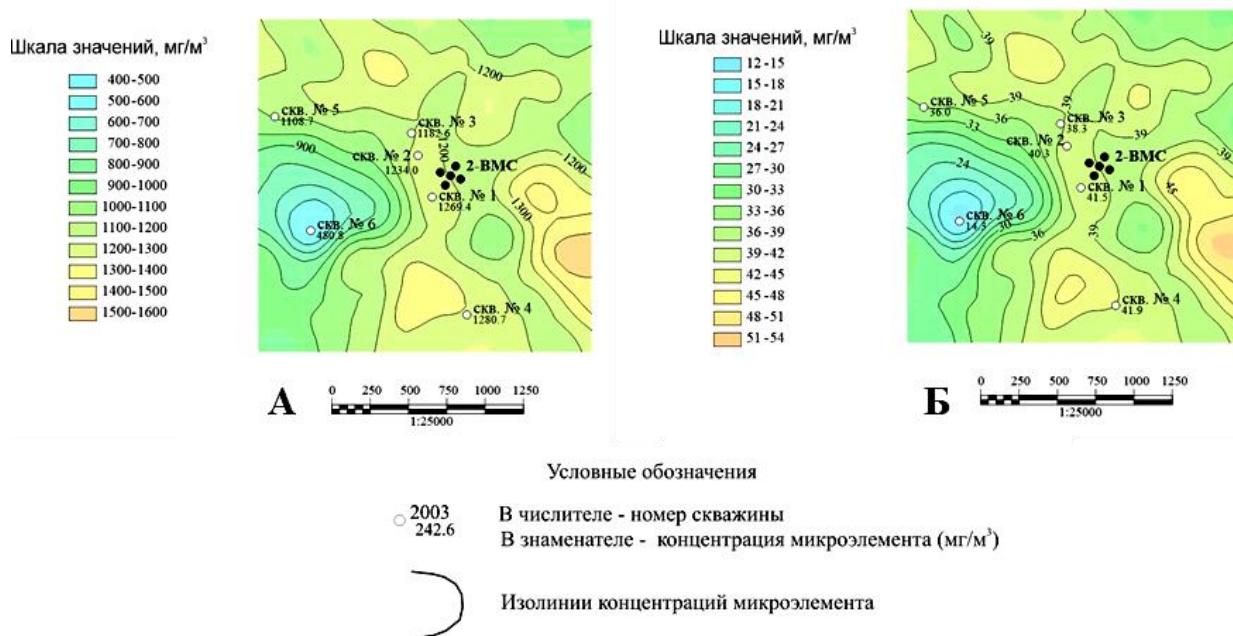


Рис. 4. Карты средних концентраций ванадия (А) и молибдена (Б) в породах-коллекторах сакмарского яруса ОНГКМ опытного участка 2-6 ВМС по отработке технологий добычи нефти из газовой части залежи (площадь размером 2,25 км × 2,25 км, включающая планируемый на ОНГКМ опытный участок 2-6 ВМС)

Ресурсы связанного газа, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеном, на Оренбургском НГКМ

На основе уточненных данных по сорбции керогеном природного газа ОНГКМ, а также разработанных методик оценки содержания керогена и битумоидов в породах по данным ГИС, были уточнены суммарные объемы газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном [1, 8].

На рис. 5 показана закономерность возрастания количества сорбированного газа

с ростом пластового давления, в сравнении – для керогена и каждого из компонентов битумоидов: асфальтенов (2 образца), смол, масел, твердых парафинов при температуре 30 °С (пластовая температура месторождения составляет 27–30 °С). Исследования по сорбции газа образцами компонентов битумоидов и керогеном были выполнены на установке в ИФХиЭ РАН им. А.Н. Фрумкина.

Состав природного газа ОНГКМ, использованный в опытах по сорбции газа битумоидами приведен в табл. 3.

Таблица 3

Состав природного газа ОНГКМ, использованный в опытах по сорбции газа битумоидами

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	Норм-C ₄ H ₁₀	Изо-C ₄ H ₁₀	CO ₂	N ₂
86,62	3,59	1,70	0,513	0,275	1,02	6,28

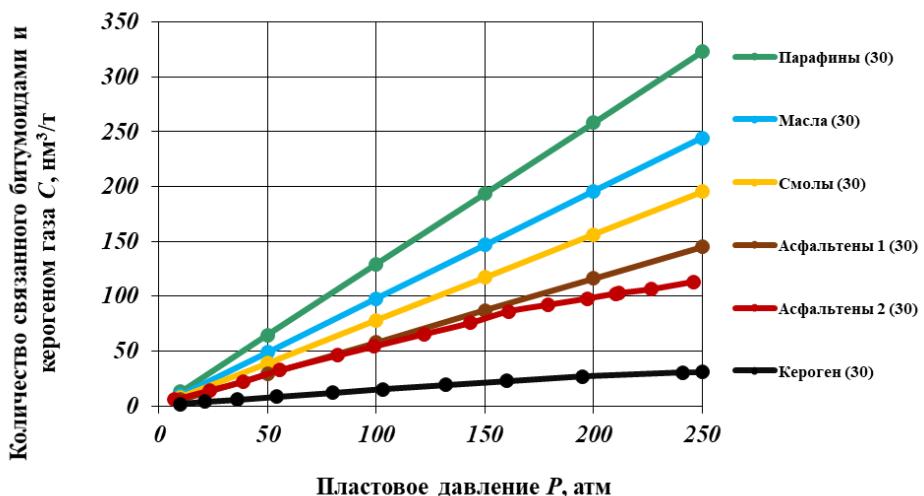


Рис. 5. Графики зависимости изменения количества газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном, от пластового давления (температура $T=30$ °C) [1]

Экспериментально установлены высокая скорость десорбции и быстрый переход десорбированного газа в свободное состояние при снижении давления. При непрерывном снижении пластового давления в эффективных емкостных объемах в процессе добычи газа и нарушении при этом пластовой термодинамики связанный газ также непрерывно десорбируется и переходит в свободное состояние, восстанавливая нарушенную пластовую термодинамику.

Следовательно, при разработке месторождения на режиме «истощения», в процессе снижения пластового давления в емкостных объемах, пластовая система, стремясь восстановить нарушенную термодинамику за счет резерва связанного газа, уже на ранних стадиях разработки начинает десорбировать, стравливать и переводить в свободное состояние ранее сорбированный компонентами битумоидов и керогеном связанный газ. Таким образом, связанный газ в продуктивных нефтегазоматеринских отложениях газоконденсатных и нефтегазоконденсатных

месторождений при разработке на режиме падения пластового давления является потенциально свободным газом. Темпы перехода сорбированного газа в свободное состояние зависят от темпов снижения пластового давления, дифференцированно по зонам разработки, от дебитов скважин ($\text{нм}^3/\text{сут}$) и от суммарных объемов добываемой продукции в каждой из зон месторождения.

На рис. 6 и в табл. 4 приведены величины запасов связанного газа, суммарные и отдельно – битумоидами (ВМК) и керогеном, в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ на начало разработки, дифференцированно по частям месторождения, по стратиграфическим объектам, а также долевое участие этих запасов в суммарных запасах связанного и свободного газа месторождения.

При начальном пластовом давлении (20,44 МПа) запасы связанного газа ОНГКМ составили около 150 млрд нм^3 , что равно 6,8% от суммарных запасов свободного газа (2192,6 млрд м^3), см. рис. 6 и табл. 4.

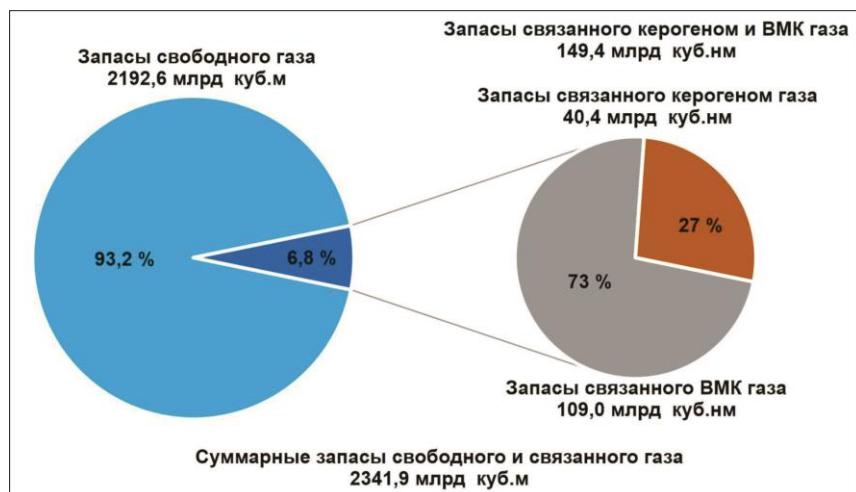


Рис. 6. Запасы связанных керогеном и битумоидами (BMK) газа в газонасыщенных отложениях Оренбургского НГКМ на начало разработки (давление 20,44 МПа)

Таблица 4

Результаты подсчета запасов связанных газа в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ на начало разработки (давление 20,44 МПа)

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн м ³	Запасы свободного газа, млрд м ³	Запасы связанных газа, млрд м ³			Доля запасов связанных газа в суммарных запасах связанных и свободного газа, %
			BMK	Кероген	Сумма	
Центральная часть						
P ₁ аг	50370,1	566,4	16,8	7,5	24,3	4,3
P ₁ sm	35594,8	359,9	34,5	14,9	49,4	13,7
P ₁ а	21663,9	255,9	7,6	6,0	13,6	5,3
C ₃	15621,8	219,8	1,6	0,4	2,0	0,9
C ₂ м	13662,9	155,4	10,3	0,5	10,8	6,9
ВСЕГО	136913,5	1557,3	70,9	29,2	100,1	6,4
Западная часть						
P ₁ аг	7549,8	86,0	2,7	0,5	3,1	3,6
P ₁ sm	10719,4	124,0	10,7	0,2	10,9	8,8
P ₁ а	5092,6	65,1	1,8	1,1	2,9	4,4
C ₃	3324,3	47,6	0,4	4,5	4,8	10,1
C ₂ м	1032,7	11,8	0,7	1,4	2,2	18,2
ВСЕГО	27718,8	334,5	16,2	7,6	23,9	7,1
Восточная часть						
P ₁ аг	23856,9	235,8	16,7	2,6	19,3	8,2
P ₁ sm	8460,1	62,7	5,2	0,8	6,0	9,6
P ₁ а	126,1	2,2	0,0	0,1	0,1	4,5
ВСЕГО	32443,0	300,7	21,9	3,5	25,4	8,4
Центральная, западная и восточная части						
ВСЕГО	197075,3	2192,6	109,0	40,4	149,4	6,8

В табл. 5 и на рис. 7 показана динамика изменения и перехода в свободное состояние

запасов связанных газа при падении пластового давления для Оренбургского НГКМ.

Таблица 5

Изменение запасов связанного газа за период эксплуатации Оренбургского НГКМ

Давление, атм (МПа)	Запасы, млрд нм ³		
	ВМК	Кероген	Всего
250 (25,3)	134,9	46,4	181,3
201,95 (20,44)	109,0	40,4	149,4
148,2 (15)	80,0	32,0	111,9
98,8 (10)	53,3	22,7	76,0
62,2 (6,3)	33,6	14,9	48,5
30 (3)	16,2	7,3	23,5

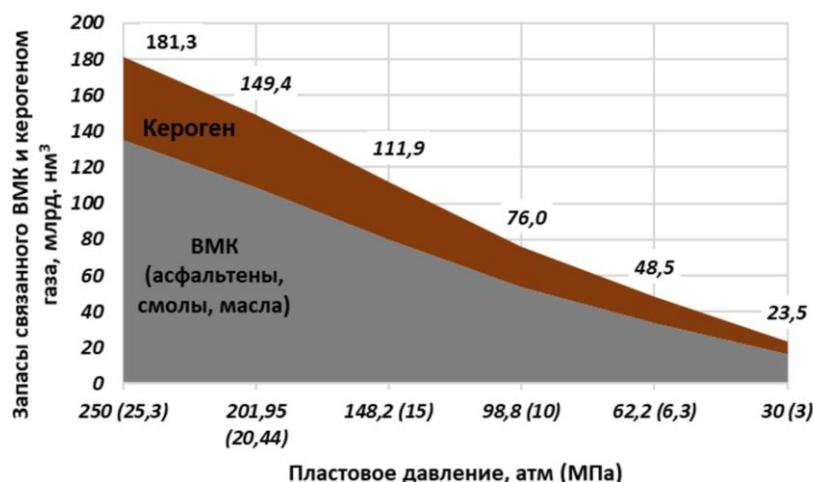


Рис. 7. Запасы связанного газа на Оренбургском НГКМ, динамика их изменения и перехода в свободное состояние при падении пластового давления в процессе разработки

За период эксплуатации до 2016 г. средневзвешенное пластовое давление на ОНГКМ снизилось с 201,95 атм до 62,2 атм, а за период до 2021 года – до 50 атм и ниже (см. рис. 7). Оставшиеся в продуктивных отложениях запасы свободного газа необходимо оценивать с учетом вышеописанных физико-химических и термодинамических закономерностей.

Заключение

Несмотря на высокую степень выработанности запасов газа, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение обладает существенными запасами

углеводородов и ценных металлов. К трудноизвлекаемым и нетрадиционным запасам месторождения относятся:

– матричная нефть, представленная жидкими углеводородами нефтяного ряда;

– незрелая битуминозная матричная нефть с растворенными и сорбированными в ней газом и жидкими нефтяными углеводородами, с содержащимися в ее составе ценными попутными компонентами (редкими, редкоземельными и благородными металлами);

– ретроградный конденсат в растворе с жидкими углеводородами матричной нефти.

Уточненные запасы газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном, при начальном пластовом давлении составили 6,8% от запасов свободного газа или 150 млрд м³. Исследование показало, что снижение пластового давления в процессе разработки приводит к переходу сорбированного газа в свободное состояние.

Рассмотренные перспективы повышения ресурсного потенциала Оренбургского НГКМ за счет оценки и вовлечения в освоение трудноизвлекаемых запасов матричной нефти и ее попутных

компонентов позволяют создать Национальный проект по разработке и внедрению в опытном, а затем и в опытно-промышленном масштабе технологий освоения этих запасов.

Извлечение редких, редкоземельных и благородных металлов в «хвостах» производства, в процессе глубокой переработки тяжелых фракций продуктов переработки, в виде чистых металлов или их товарных продуктов, обеспечивает высокую рентабельность и устойчивость комплексного проекта в целом, от добычи до переработки.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Ефимов А.Г., Гутман И.С. и др. Матричная нефть, остаточные запасы газа Оренбургского НГКМ и перспективы их освоения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4(23). С. 22. <https://doi.org/10.29222/iphng.2078-5712.2018-23.art22>
2. Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102171117>
3. Алексеев А. Скрытый ресурс // Сибирская нефть. 2017. № 3(140). С. 50–56. <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN140.pdf> (Дата обращения 12.11.2021).
4. «Газпромнефть-Оренбург» рекордно нарастил запасы углеводородов // ООО «Газпромнефть-Оренбург». <https://orb.gazprom-neft.ru/press-center/news/31423/> (Дата обращения 12.11.2021).
5. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н. Выделение перспективных зон распространения и оценка прогнозных ресурсов ценных металлов, содержащихся в высокомолекулярных компонентах нефти газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ // Геофизика. 2021. № 1. С. 34–40.
6. Суханов А.А., Петрова Ю.Э. Ресурсная база попутных компонентов тяжелых нефтей России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3, № 2. С. 11. http://www.ngtp.ru/rub/9/23_2008.pdf (Дата обращения 12.11.2021).
7. Бурханова И.О. Разработка методики выявления и оценки запасов высокомолекулярных компонентов (ВМК) залежей углеводородов по комплексу геолого-геофизических данных: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2012. 25 с.

8. *Бурханова И.О.* Оценка содержания керогена в нефтегазоматеринских карбонатных породах по данным геофизических исследований скважин // Геофизика. 2014. № 3. С. 61–66.
9. *Самохвалов Н.И.* Оценка компонентов насыщения природных резервуаров углеводородов по комплексу литолого-петрофизических, геохимических и скважинных геофизических исследований: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2021. 26 с.
10. *Закревский К.Е.* Геологическое 3D моделирование. М.: Изд-во «Маска», 2009. 376 с.
11. *Платов Б.В., Огнев И.Н., Зинюков Р.А., Усманов С.А.* Моделирование нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие. Казань: К(П)ФУ, 2020. 79 с.

Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas-condensate field at the final stages of development

A.N. Dmitrievsky¹, N.A. Skibitskaya^{1*}, N.A. Gafarov¹, E.A. Chernysheva², O.K. Navrotsky³, I.O. Burkhanova¹, M.N. Bolshakov¹, N.I. Samokhvalov¹

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

2 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

3 – Lower Volga Research Institute of Geology and Geophysics, Saratov, Russia

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Abstract. Due to the decline in gas and condensate production at the Orenburg oil and gas condensate field, the priority area of activity of Gazprom PJSC and Gazprom Dobycha Orenburg LLC is the reproduction of the mineral resource base and the achievement of maximum component recovery factors to provide the Orenburg gas and chemical complex. The solution to this problem is directly related to the involvement of the unique reserves of hard-to-recover oil (matrix oil, high-molecular raw materials), confined to the gas-saturated part of the Orenburg field, in the production and deep complex processing. Hard-to-recover oil has a variable composition – from high-bituminous oil in fractured-porous and porous low-permeability reservoirs to liquid traditional oil in porous and large-pore permeable reservoirs. This paper analyzes the results of estimating the reserves of matrix oil, the predicted resources of associated components of matrix oil (metals) and the retained gas reserves, which are not included in the assessment of reserves.

Keywords: matrix oil, high-molecular raw materials, high-molecular components, retained gas, metals, geological reserves, hard-to-recover reserves, recoverable reserves, inferred resources, Orenburg oil and gas condensate field.

Citation: *Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A., Chernysheva E.A., Navrotsky O.K., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Samokhvalov N.I. Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3> (In Russ.).*

References

1. *Dmitrievsky A.N., Efimov A.G., Gutman I.S. et al. Matrix oil and residual gas reserves of Orenburg oil-gas condensate field and prospects of their development // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 4(23). P. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22> (In Russ.).*
2. *On the approval of classification of the reserves and resources of oil and combustible gases: Order of the Ministry of Natural Resources of Russia from 01.11.2013 No. 477 // Official Internet Portal of Legal Information. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102171117> (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).*
3. *Alekseev A. A hidden resource // Siberian Oil. 2017. No. 3(140). P. 50–55. <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN140.pdf> (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).*
4. *Gazpromneft-Orenburg increased its hydrocarbon reserves to a record-high level // Gazpromneft-Orenburg LLC. <https://orb.gazprom-neft.ru/press-center/news/31423/> (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).*

5. *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N.* Identification of prospective presence zones and evaluation of forecast resources of valuable metals contained in high-molecular oil components of gas-saturated deposits of the Orenburg OGCF // *Geofizika*. 2021. No. 1. P. 34–40. (In Russ.).
6. *Sukhanov A.A., Petrova Yu.E.* Resource base of associated components of heavy oils, Russia // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2008. Vol. 3, No. 2. P. 11. http://www.ngtp.ru/rub/9/23_2008.pdf (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).
7. *Burkhanova I.O.* Development of a methodology for the detection and assessment of the reserves of the high-molecular components of hydrocarbon deposits based on a set of geological and geophysical data: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2012. 25 p. (In Russ.).
8. *Burkhanova I.O.* Determination of kerogen content in carbonate source rocks by well-logging data // *Geofizika*. 2014. No. 3. P. 61–66. (In Russ.).
9. *Samokhvalov N.I.* Assessment of saturation components of natural hydrocarbon reservoirs on a complex of lithologic-petrophysical, geochemical and borehole geophysical studies: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2021. 26 p. (In Russ.).
10. *Zakrevsky K.E.* Geological 3D modeling. Moscow: Maska, 2009. 376 p.
11. *Platov B.V., Ognev I.N., Zinyukov R.A., Usmanov S.A.* Modeling of oil and gas fields: Textbook. Kazan: Kazan Federal University, 2020. 79 p. (In Russ.).

Каротаж в процессе бурения – эффективный тайм-менеджмент и надежная база для оценки подсчетных параметров пласта

А.В. Новиков, Д.Н. Губинский, Е.А. Зарай

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

E-mail: avnovikov10@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Показаны актуальность и экономическая эффективность применения технологии регистрации геофизических параметров в процессе бурения. Проведен сравнительный анализ исходных геофизических данных, записанных во время и после бурения в наклонно-направленных скважинах. Приводятся основные выводы анализа полученных фильтрационно-емкостных свойств и эффективных толщин по данным каротажа на кабеле и в процессе бурения.

Ключевые слова: каротаж, каротаж во время бурения, интерпретация данных геофизических исследований скважин, петрофизика, бурение, геонавигация, фильтрационно-емкостные свойства, коллектор.

Для цитирования: Новиков А.В., Губинский Д.Н., Зарай Е.А. Каротаж в процессе бурения – эффективный тайм-менеджмент и надежная база для оценки подсчетных параметров пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 49–60. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art4>

Введение

Сервис буровых работ является неотъемлемой составляющей процесса строительства нефтяных и газовых скважин. С развитием технологий и методов добычи углеводородного сырья, в частности, горизонтального и наклонно-направленного бурения, все шире применяемого за последнее десятилетие, данная область производства шагнула далеко вперед.

Получили развитие рецептура буровых растворов, сфера цементирования и крепления скважин. Стремительно совершенствуются телеметрия и планирование наклонно-направленного бурения, улучшаются геонавигация (оптимальное размещение ствола скважины на основе результатов скважинных геологических и геофизических измерений в реальном времени) и способы доставки геофизического оборудования на забой скважины.

Наибольший объем проводимого каротажа осуществляется на трубах или геофизическом кабеле, учитывая прогрессирующие объемы бурения, актуальные на сегодняшний день. Тем не менее, в гонке за эффективными буровыми программами, при строительстве скважин все чаще прибегают к такой активно-развивающейся технологии, как каротаж в процессе бурения (Logging while drilling, далее – LWD), который подходит как для разведки новых, так и для оптимальной разработки уже эксплуатируемых месторождений.

Технологии регистрации измерений в процессе бурения берут свое начало еще с 1940-х годов, когда телеметрию пытались осуществить путем использования грязевых импульсов, проводных труб, акустики и электромагнетизма.

Сейчас каротаж в процессе бурения к новинкам в мире технологий не отнесешь, и он уверенно занимает свое место в сфере строительства скважин.

В данной статье на примере одного из месторождений Западной Сибири авторы представляют комплексный анализ данных, записанных во время и после бурения, цель которого – определить, является ли информация, полученная в процессе бурения, столь же достоверной для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, что и на кабеле.

Разрез рассматриваемого месторождения преимущественно представлен песчаниками средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми, в различной степени алевритистыми и алевритовыми, сцементированными глинистым, участками глинисто-карбонатным, цементом; а также аргиллитами алевритовыми, слабослюдистыми, линзовидно-, волнисто-линзовидно-слоистыми. Диапазон изменения ФЕС пород-коллекторов соответствует значениям пористости 10,6–15,0%, проницаемости – 0,1–21,1 мД.

Каротаж в процессе бурения Преимущества и недостатки технологии

Каротаж во время бурения – это метод доставки приборов ГИС (геофизические исследования скважин) в ствол скважины, как часть компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

Результаты, получаемые инженерами на поверхности, можно отслеживать как в реальном времени, так и считывать из памяти прибора после проведения записи.

Изначально технология LWD позиционировалась как дополнение – усовершенствование более ранней технологии Measurements while drilling

(с англ.: «измерения в процессе бурения»). С ее помощью планировалось полностью или частично заменить операции каротажа на кабеле (Wireline logging, далее – WL). И, действительно, благодаря развитию технологии в последние десятилетия, каротаж в процессе бурения стал широко применим в бурении скважин, обладая рядом преимуществ над традиционным каротажем.

Важным достоинством является высокое качество данных ГИС, записанных в процессе бурения за малое время, прошедшее после вскрытия продуктивного горизонта. Глубина проникновения фильтрата бурового раствора при исследованиях во время бурения, как правило, составляет несколько сантиметров, что способствует более корректной оценке удельного электрического сопротивления исследуемого пласта, которое используется при определении коэффициента водонасыщенности по экспериментальным зависимостям Дахнова–Арчи.

Отметим, что применение LWD значительно сокращает время на исследования скважины за счет отказа от определенной доли спускопереводочных операций при бурении наклонно-направленного ствола.

Одним из основных преимуществ каротажа в процессе бурения является возможность получать данные из скважины в реальном времени, осуществляя управление траекторией ствола скважины для сохранения положения долота на оптимальной глубине вблизи кровли продуктивного пласта и максимального процента проводки скважины по продуктивной части (вскрытому коллектору). Данные, получаемые в процессе бурения, позволяют оперативно оценить состояние пласта, его фильтрационно-емкостной потенциал и пластовое давление.

Также при регистрации азимутальной развертки свойств горных пород околоскважинной зоны (микроимиджей) есть возможность оценить устойчивость ствола скважины и вовремя внести корректировки в программу бурения запланированного фонда.

Безусловно, помимо перечисленных преимуществ, технология имеет ряд недочетов. Так, из недостатков LWD можно отметить:

- зачастую менее дифференцированные кривые ГИС, регистрируемые в процессе бурения, а также их искажение за счет таких технологических факторов, как вибрация колонны в интервалах набора оборотов забойным двигателем;
- неполное прижатие приборов к стенке скважины в случае большого угла

наклона ствола, влияния вмещающих горных пород;

- проблемы с декодированием сигнала и пр.

Рассматривая экономический эффект от применения технологии, следует учитывать высокую стоимость проведения каротажа во время бурения, которая значительно выше относительно проведения традиционного комплекса ГИС на геофизическом кабеле.

Перспективы каротажа во время бурения

Положительная динамика роста горизонтального и наклонно-направленного бурения, начиная с 2006 г., все чаще влечет за собой введение LWD в программу строительства скважин (рис. 1).

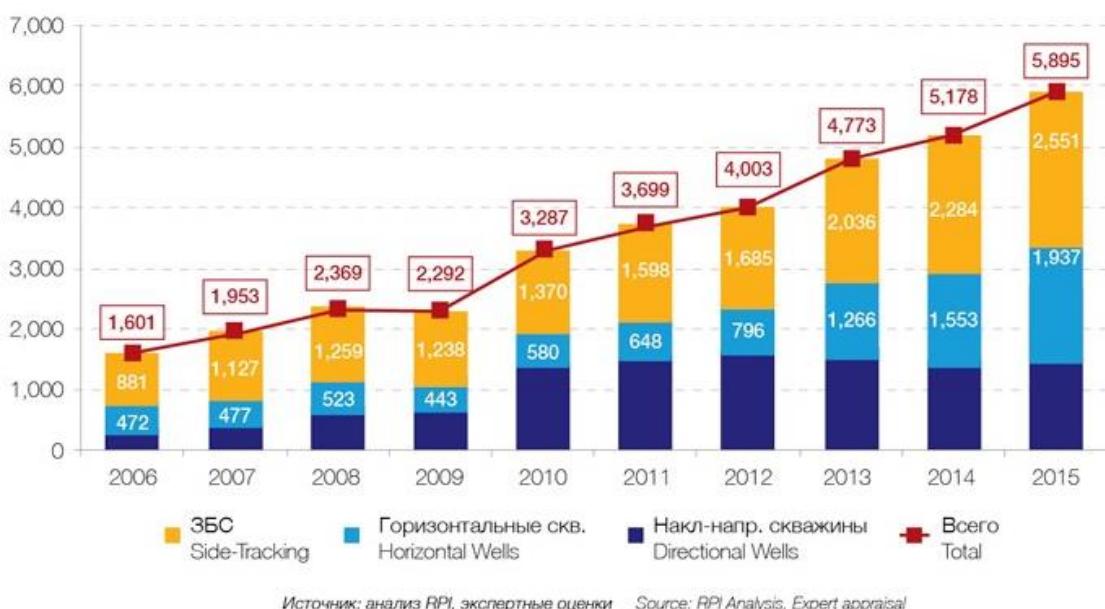


Рис. 1. Количество операций LWD, произведенных в России в 2006–2015 гг. [1]

Количество операций LWD выросло более чем в 3 раза и продолжает увеличиваться по сей день. Российский рынок не является исключением. За ростом количества операций «зарезки»

боковых стволов следует и дополнительное число спуско-подъемных операций, что, в свою очередь, чревато повышенными рисками возникновения аварий на производстве [2].

Применительно к рассматриваемому в работе месторождению можно выделить ключевые предпосылки развития технологии каротажа во время бурения:

- Рост объемов бурения стволов со сложной траекторией;
- Осложнения при строительстве скважины:
 - особенности литологического строения разреза (осыпание пород и нарушение устойчивости ствола скважины),
 - гидратообразование и др.;
- Стремление к экономически эффективным буровым программам.

В перспективе, рынок услуг по LWD будет расти как в стоимостном выражении, так и по количеству операций, что, прежде всего, связано с повышением спроса на более технологически сложные и, соответственно, дорогие решения для горизонтального и наклонно-направленного бурения. Второй веской причиной является труднодоступность и суровые погодные условия районов работ в удаленных регионах, что удорожает работу геофизических партий.

Обзор аппаратуры LWD

Крупные сервисные компании, инвестирующие значительные средства в исследования и разработки, не просто

располагают более широким спектром инструментов LWD, но и расширенной сферой применимости каротажных приборов в сложных условиях бурения. Это является весомым фактором при выборе заказчиком способа доставки каротажного прибора в пласт, что обусловлено освоением новых территорий в труднодоступных уголках нашей страны, где, зачастую, суровые климатические условия позволяют доставить необходимую технику лишь в определенное время года.

На текущий момент разнообразие подрядчиков и предоставляемых услуг в сфере проведения каротажа достаточно обширно. Так, среди российских компаний, ведущих разработку приборов LWD, данную технологию предлагают НПФ «АМК Горизонт», ООО «ТНГ-ГРУПП», ООО «НПП Энергия», АО «Башнефтегеофизика» и др.

Кроме того, существуют зарубежные лидеры, именуемые так называемой «большой четверкой»: Schlumberger, Halliburton, Weatherford, Baker Hughes [3].

В скважинах, на примере которых в работе приведен анализ данных, каротаж проведен компаниями-лидерами данного сегмента и включает оптимальный набор исследований, качество проведения которых принято считать на высоком уровне (табл. 1).

Таблица 1

Комплекс методов исследований, предлагаемый компаниями «большой четверки»

Раздел	Метод ГИС	Schlumberger	Halliburton	Weatherford	Baker Hughes
1	2	3	4	5	6
Электрометрия	ИКЗ (индукционное каротажное зондирование)	+	+	+	+
Радиометрия	ГК (гамма-каротаж)	+	+	+	+
	СГК (спектральный гамма-каротаж)	+		+	+

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
	ГГКп (гамма-гамма плотностной каротаж)	+	+	+	+
	ГГКлп (гамма-гамма каротаж литоплотностной)	+		+	+
	ННК (нейтрон-нейтронный каротаж)	+	+	+	+
	ИНГКс (импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический)	+			
Акустические методы	АК (акустический каротаж)	+		+	+
	АКШ (акустический каротаж широкополосный)	+			+
Кавернометрия	КВ (кавернометрия)	+		+	+
Ядерные методы	ЯМК (ядерно-магнитный каротаж)	+	+		+
Инклинометрия	Инклинометрия	+	+	+	+

В большинстве скважин рассматриваемого месторождения каротаж во время бурения выполнен комплексной аппаратурой от компании Weatherford [4], включающей в себя следующий набор методов ГИС (рис. 2):

- кавернометрия,
- гамма-метод,

– азимутальный литоплотностной метод,
 – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам,
 – многозондовый индукционный каротаж,
 – ядерно-магнитный каротаж,
 – акустический широкополосный каротаж.

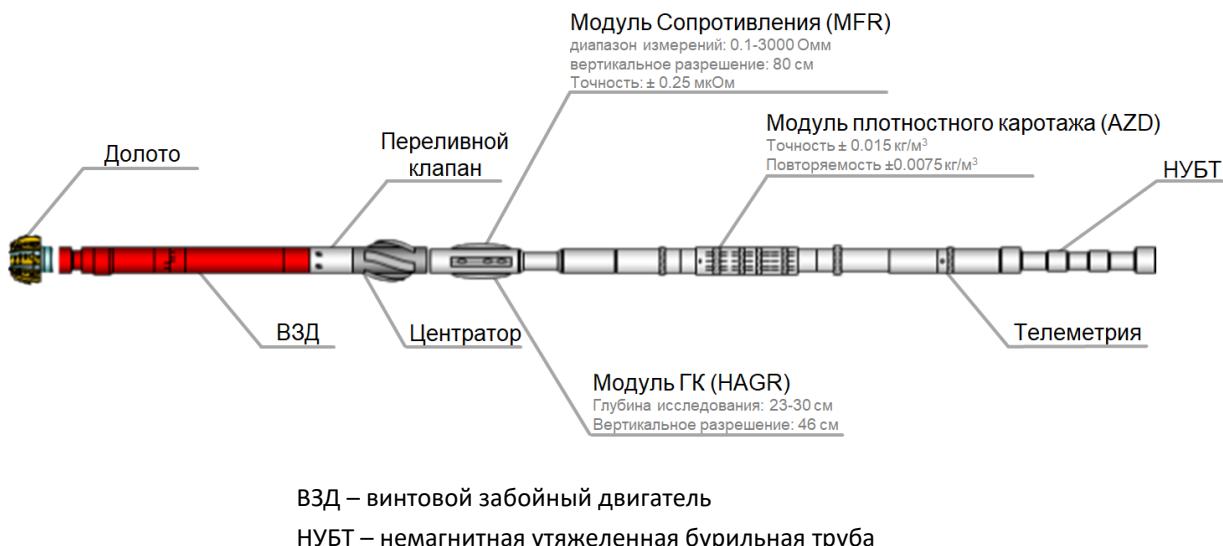


Рис. 2. Схема компоновки аппаратуры записи LWD компании Weatherford [2] с дополнениями авторов

ГИС после бурения выполнены аппаратным комплексом Platform Express (PEX) от компании Schlumberger.

Сегодня каротаж в процессе бурения позволяет регистрировать практически весь спектр петрофизических параметров, которые можно получить при исследованиях на кабеле. Исключением является многочастотный волновой диэлектрический каротаж.

Данный факт ставит технологию LWD в один ряд с каротажем на кабеле по разнообразию спектра услуг.

Результаты и обсуждения

Сопоставимость исходных данных ГИС (методы оценки пористости и сопротивления)

При проектировании приборов каротажа во время бурения, эталоном для инженеров выступают данные ГИС, записанные на геофизическом кабеле, и результаты лабораторных исследований образцов кернового материала. В данном случае, помимо точного метрологического обеспечения оборудования, степень корреляции геолого-

геофизической информации, полученной различными способами, определяет их объективность, а соответственно, и применимость приборов LWD.

В работе рассмотрена геолого-геофизическая информация, полученная из скважин с S-образной траекторией, что говорит о вертикальном вскрытии пласта.

Авторами были построены гистограммы и кросс-плоты корреляции параметров гамма-гамма плотностного каротажа и нейтронного каротажа (НК), регистрируемых приборами каротажа (рис. 3, 4). Изначально, петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС основано на разведочных скважинах, где каротаж проведен на кабеле и включает в себя всю линейку методов электрометрии (ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование, БКЗ – боковое каротажное (или электрическое) зондирование, БК – боковой каротаж, ИК – индукционный каротаж), а также выполнен отбор и исследования кернового материала в максимально возможном объеме.

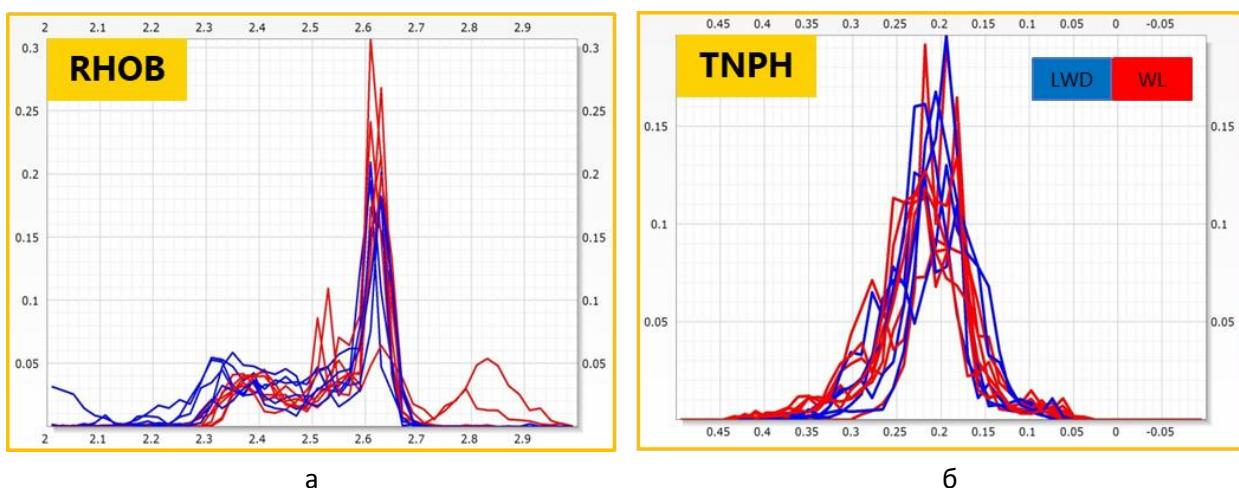


Рис. 3. Гистограммы распределения данных, записанных приборами на кабеле и в составе КНБК:
 а) ГГКп (RHOB); б) НК (TNPH)

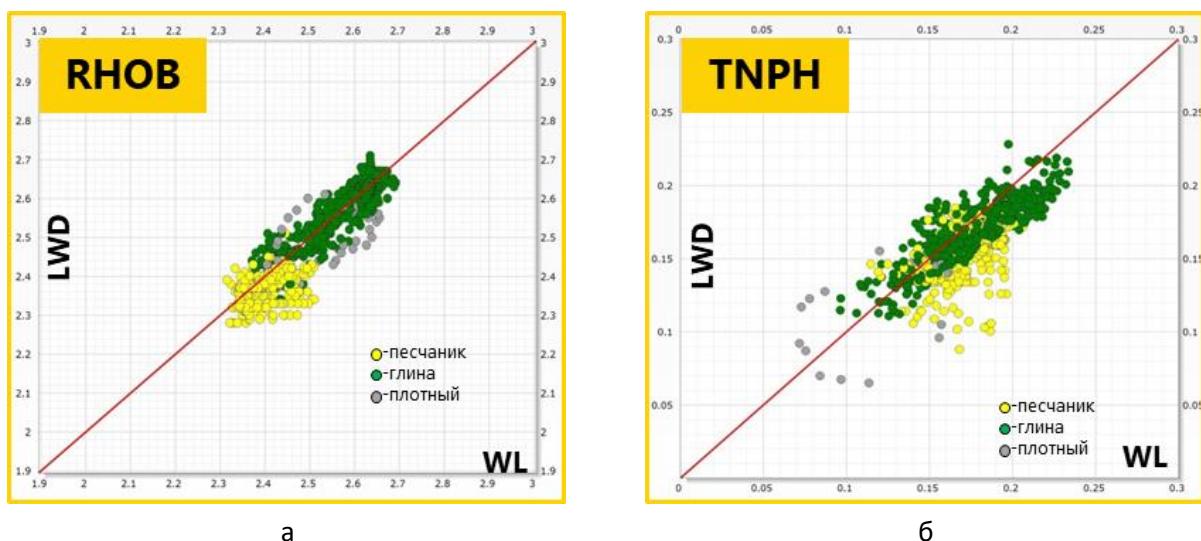


Рис. 4. Сопоставление данных, записанных приборами на кабеле и в составе КНБК:
а) ГГКп (RHOB); б) НК (TNPH)

Временные изменения околоскважинного пространства оказывают влияние на показания геофизических приборов. Так, газ, выделяющийся в процессе бурения, в той или иной степени искажает данные, регистрируемые методами ГГКп и НК. Не исключается влияние на результаты ГИС, вызванное разницей в мощности радиоактивных источников в приборах, а также различной скоростью бурения (при LWD).

Существующее занижение показаний по каротажу во время бурения связано с более выраженным влиянием подвижного газа на этапе вскрытия пласта. Учитывая данный факт, в отдельных случаях была проведена нормировка к каротажу на кабеле, как менее подверженному искажению данных.

До проведения записи зондов электрометрии осуществлялась проверка каждого прибора на метрологическую пригодность. На этапе обработки и интерпретации данных электрометрии оценивалось качество их записи путем

анализа сходимости данных в мощных опорных глинистых интервалах.

В случае расхождения данных LWD и WL, при определении удельного электрического сопротивления УЭС пласта отдавалось предпочтение данным каротажа, записанного в процессе бурения, в связи с незначительным радиусом проникновения фильтрата бурового раствора в пласт (рис. 5).

Предельный радиус исследования приборами WL составляет 1,5–2,0 м, что соответствует диаметру зоны проникновения, подвергающему регистрируемые данные влиянию сопротивления бурового раствора. При строительстве скважин на рассматриваемом участке использовался полимер-коллоидный раствор, успешно применяемый в разведочном и эксплуатационном бурении.

УЭС пласта, фиксируемое приборами LWD, минимально подвержено искажению сопротивлением бурового раствора как за счет времени между вскрытием пласта и проведением каротажа, так и за счет технических характеристик [4, 5] (см. рис. 5б, табл. 2).

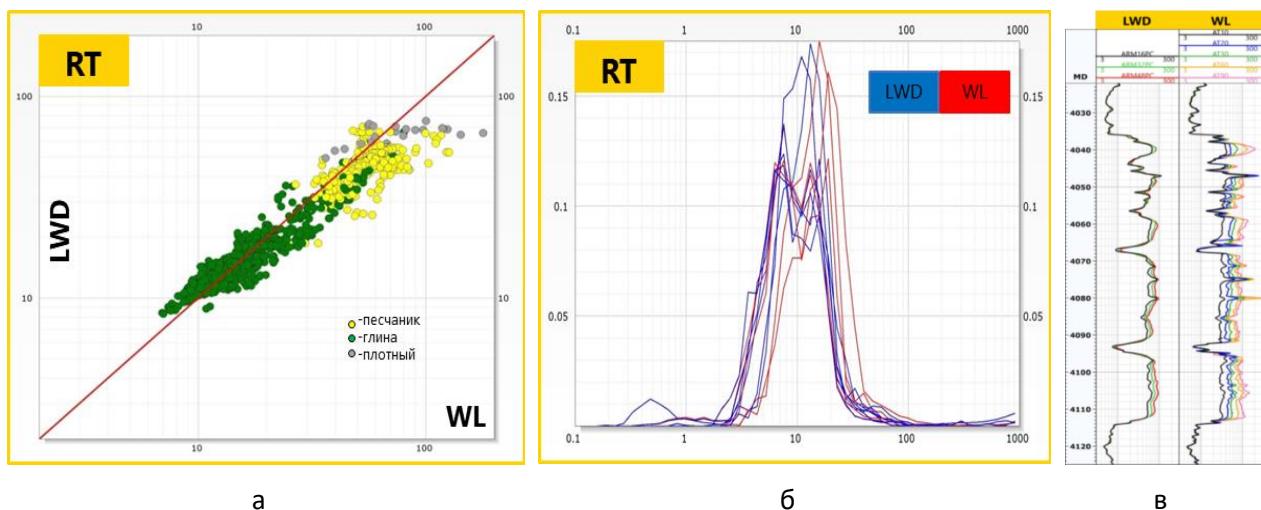


Рис. 5. Сопоставление данных методов оценки УЭС (RT):
а – кросс-плот; б – статистическое распределение; в – каротаж

Таблица 2

Технические характеристики приборов каротажа

Параметр	AIT (после бурения)	MFR (в процессе бурения)
Вертикальное разрешение	0,30; 0,61; 1,22 м	1,0; 1,5 м
Радиус исследования	1,5–2 м (по дальнему зонду)	0,8 м (по дальнему зонду)
Диапазон измерения	0,1–2000 Омм	0,1–3000 Омм

Сопоставление эффективных толщин и ФЕС

Различия в характеристиках приборов (разрешающая способность, мощность источника и радиус исследования каротажа) влекут за собой различную детальность расчленения разреза на литологические разности, несмотря на использование единых методических подходов при интерпретации каротажных диаграмм (рис. 6).

Несмотря на это, наблюдается хорошая сходимость суммарных мощностей по скважинам (рис. 7).

В целом, введя все необходимые поправки в методы ГИС, записанные разными приборами, можно отметить хорошую сходимость полученных ФЕС.

Отмечается отсутствие систематических отклонений параметров, регистрируемых приборами каротажа на кабеле, относительно LWD, а имеющиеся расхождения находятся в пределах допустимых погрешностей (рис. 8).

Наименьшее расхождение получено при сопоставлении коэффициента пористости по данным LWD и WL с данными ядерно-магнитного каротажа и керна. Величина отклонения в пределах анализируемых эффективных толщин не превышает $\pm 2\%$, что допустимо при оценке ФЕС пласта в рамках интерпретации и подсчета запасов углеводородов.

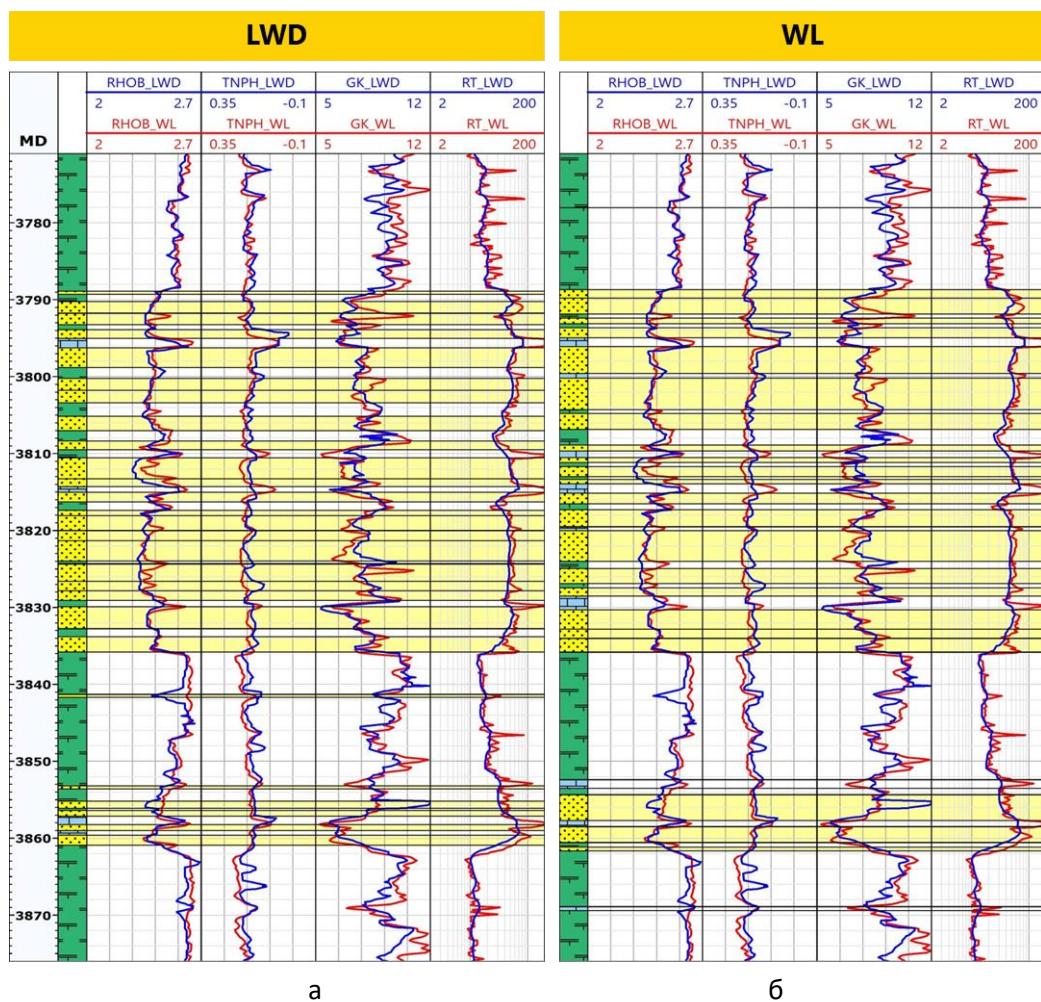


Рис. 6. Сопоставление результатов интерпретации данных:
а) WL; б) LWD

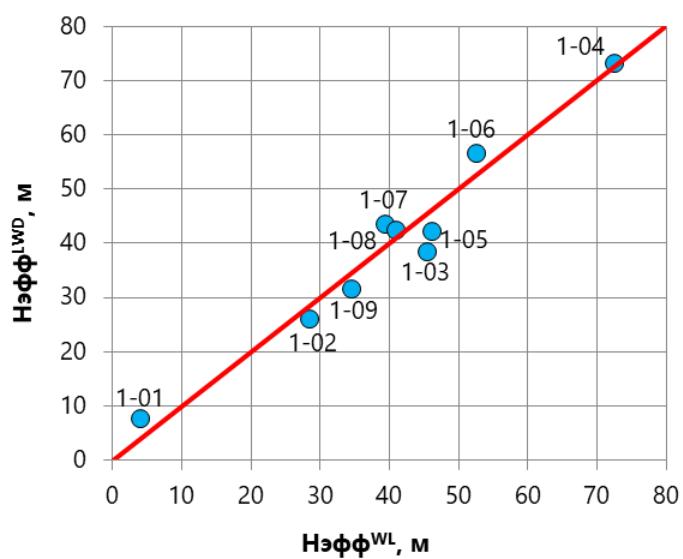


Рис. 7. График сопоставления эффективных толщин

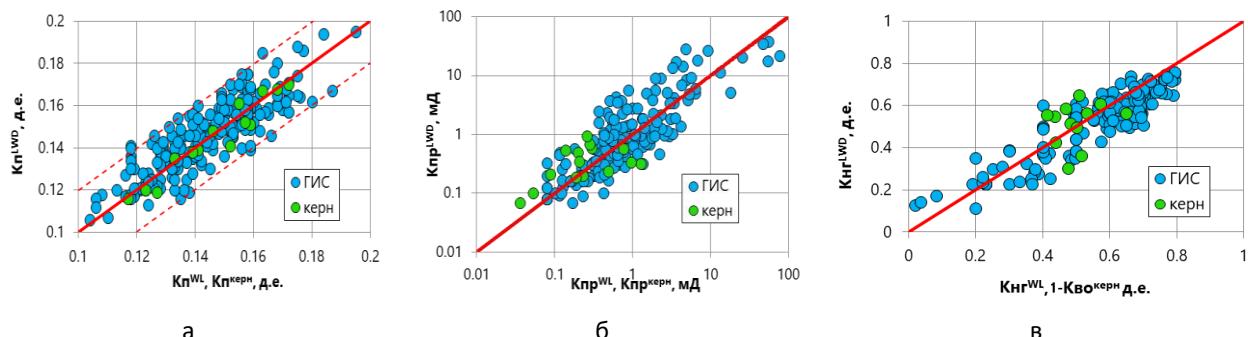


Рис. 8. Графики сопоставления результатов определения ФЕС по LWD с данными WL и керна:
а) Кп (коэффициент пористости); б) Кпр (коэффициент проницаемости);
в) Кнг (коэффициент насыщенности)

Наблюдается небольшое занижение коэффициента водонасыщенности по данным LWD относительно WL, что, согласно теории, обусловлено вертикальной разрешающей способностью приборов.

Анализ вышесказанного позволяет сделать вывод, что данные каротажа в процессе бурения и традиционного каротажа сопоставимы, благодаря чему могут использоваться для определения параметров пласта.

Имеющиеся расхождения обусловлены временными изменениями околоскважинного пространства, такими как кавернообразование, проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, а также вертикальной разрешающей способностью методов ГИС.

Экономический эффект

Анализ результатов применения каротажа в процессе бурения показывает, что данная технология способствует сокращению времени на строительство скважины.

На рассматриваемом месторождении выявлено, что путем исключения из процесса части спуско-подъемных операций и проведения каротажа на кабеле заказчик может сэкономить от 1 до 2,5 суток в зависимости от траектории бурения и скважинных условий.

На строительство скважины исследуемого объекта, вместе с проведением ГИС, начиная с бурения направления и заканчивая спуском обсадной колонны, уходит около 15 суток (рис. 9а) [4].



Рис. 9. Экономическая эффективность каротажа в процессе бурения:
а) без использования технологии LWD; б) с использованием технологии LWD

Используя технологию LWD, в зависимости от траектории скважины, можно сэкономить до 2,5 суток (рис. 9б).

Учитывая затраты на каждую скважинную операцию и несмотря на высокую стоимость проводимого каротажа, процент экономии в денежном эквиваленте составляет до 13,5%.

Заключение

Прогрессирующие наклонно-направленное и горизонтальное бурение требуют внимания не только к сервису забойных двигателей, роторно-управляемым системам, но и, прежде всего, к оборудованию для телеметрии и каротажа в процессе бурения.

Приборы LWD совершенствуются, повышается точность результатов измерений, стремительно развивается геонавигация.

Литература

1. *Медведев Н.В.* Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. 2017. № 47. С. 14–23. <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2016/12/01-MWD-LWD-In-Russia-Current-Status-and-Development-Outlook-Through-2025.pdf> (Дата обращения 20.09.2021).
2. *МакКей М., Шайхутдинов С., Вагнер К.* и др. Технология за круглым столом КВБ // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. 2012. № 30. С. 16–37. https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_LWD-logging-while-drilling-Baker-Hughes-weatherford-Halliburton-schlumberger-ge-oil-gas-downhole-tools.pdf (Дата обращения 20.09.2021).
3. *Несторов С.В., Кожаев Д.П.* Применение LWD с экономическим эффектом // Молодой ученый. 2018. № 23(209). С. 221–224. <https://moluch.ru/archive/209/51265/> (Дата обращения: 20.09.2021).
4. Петрофизика (LWD) // Weatherford. <https://www.weatherford.com/ru/products-services/drilling-formation-evaluation/drilling-services/lwd-petrophysics.html> (Дата обращения 20.09.2021).
5. Приборы для оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов // Schlumberger. https://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/petrophysics-oh-tools/ (Дата обращения 20.09.2021).

Анализируя геолого-геофизическую информацию, полученную различными методами, можно сделать вывод о том, что качество данных, получаемых в процессе бурения сопоставимо с материалами традиционного каротажа при условии вертикального вскрытия пласта.

Как показывают проведенные авторами исследования, выделение эффективных толщин и оценка подсчетных параметров пласта на основе материалов каротажа в процессе бурения является возможной и достоверной.

При известном плановом количестве опорных скважин, проведение каротажа в процессе бурения не только ускорит процесс строительства, но и обеспечит специалистов надежной базой для оценки фильтрационно-емкостных свойств и подсчета параметров флюида.

Logging while drilling – efficient time management and reliable base for estimating volumetric parameters of a reservoir

A.V. Novikov, D.N. Gubinsky, E.A. Zaray

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia
E-mail: avnovikov10@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The relevance and economic efficiency of the technology of recording geophysical parameters while drilling are shown. A comparative analysis of the input geophysical data recorded while and after drilling in directional wells is carried out. The main conclusions from the analysis of reservoir properties and net pays identified based on wireline logging (WL) and logging while drilling (LWD) data are presented.

Keywords: wireline logging, logging while drilling, well logging data interpretation, petrophysics, drilling, geosteering, reservoir properties, reservoir.

Citation: Novikov A.V., Gubinsky D.N., Zaray E.A. Logging while drilling – efficient time management and reliable base for estimating volumetric parameters of a reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 49–60. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art4> (In Russ.).

References

1. *Medvedev N.V. MWD & LWD in Russia: current status and development outlook through 2025* // ROGTEC Russian Oil and Gas Technologies Magazine. 2017. No. 47. P. 14–23. <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2016/12/01-MWD-LWD-In-Russia-Current-Status-and-Development-Outlook-Through-2025.pdf> (Accessed on 20.09.2021).
2. *MacKay M., Shaikhutdinov S., Wagner K. et al. Technology roundtable: LWD* // ROGTEC Russian Oil and Gas Technologies Magazine. 2012. No. 30. P. 16–37. https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_LWD-logging-while-drilling-Baker-Hughes-weatherford-Halliburton-schlumberger-ge-oil-gas-downhole-tools.pdf (Accessed on 20.09.2021).
3. *Nesterov S.V., Kozhaev D.P. Application of LWD with economic effect* // Young Scientist. 2018. No. 23(209). P. 221–224. <https://moluch.ru/archive/209/51265/> (Accessed on 20.09. 2021). (In Russ.).
4. *Petrophysics (LWD)* // Weatherford. <https://www.weatherford.com/ru/products-services/drilling-formation-evaluation/drilling-services/lwd-petrophysics.html> (Accessed on 20.09.2021). (In Russ.).
5. *Devices for assessing the reservoir properties of reservoirs* // Schlumberger. https://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/petrophysics-oh-tools/ (Accessed on 20.09.2021). (In Russ.).

Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора

Э.С. Аникеева

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: esanikeeva@ogri.ru

Аннотация. Частичное разрушение цементного камня или рост его проницаемости в процессе разработки месторождений нефти и газа – частое явление. Существует огромное количество природных и техногенных факторов, которые приводят к увеличению газопроницаемости цементного кольца.

В данной статье предпринята попытка исследовать проницаемость цементного камня в действующих и ликвидированных скважинах, представлен обзор экспериментальных работ, посвященных определению реальной проницаемости цементного камня на образцах и по результатам исследования состояния скважин в различных условиях.

Ключевые слова: цемент, утечки газа, цементный камень, микрозазоры, карбонизация, гидравлическая апертура, гидравлический просвет.

Для цитирования: Аникеева Э.С. Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 61–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art5>

Введение

Проблема герметичности цементного камня важна и для действующих, и для ликвидированных скважин.

Разработка рецептур составов для цементирования скважин осуществляется достаточно давно. При разработке месторождений с высокой проницаемостью коллектора вопрос негерметичности цементного камня не являлся актуальным. Например, при разработке газовых месторождений сеномана внимание уделялось, в основном, скорости затвердевания цемента, обеспечению нужной плотности и снижению стоимости составов.

Если рассматривать жизненный цикл цементного кольца, его можно разделить на два этапа: деградация в процессе разработки и старение кольца после вывода скважины из эксплуатации.

Состояние цементного камня на этапе активной эксплуатации скважины зависит, в том числе, от продолжительности разработки месторождения и применения различных методов воздействия на призабойную зону. Обработка забоя кислотными составами, проведение гидроразрывов пласта приводят к дополнительным нагрузкам на цементное кольцо.

Фильтрация сквозь нарушения цементного камня может происходить и после ликвидации скважин. Особенно это важно для газовых скважин. В силу ряда причин при ликвидации часто устанавливаются мосты только в стволе скважины. Вырезание обсадной колонны и установка моста, перекрывающего заколонное пространство, не выполняется. Фильтрация газа через дефекты заколонного пространства может происходить на протяжении многих лет [1].

Особенности разрушения цементного камня в скважинах, вскрывающих коллекторы с низкой проницаемостью

Решения, приемлемые для коллекторов с высокой проницаемостью, оказываются недостаточно эффективными при переходе к разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

На давно эксплуатирующихся месторождениях с высокопроницаемыми,

по современным представлениям, коллекторами наблюдается тенденция к включению в разработку новых низкопроницаемых объектов. Это означает, что условия эксплуатации будут усложняться, а нагрузки на цементный камень – расти.

В табл. 1 [2] приведены данные о проницаемости цемента по ряду рецептур. Как видно, после затвердевания цемент имеет проницаемость в несколько мД.

Таблица 1

Проницаемость некоторых цементных составов [2]

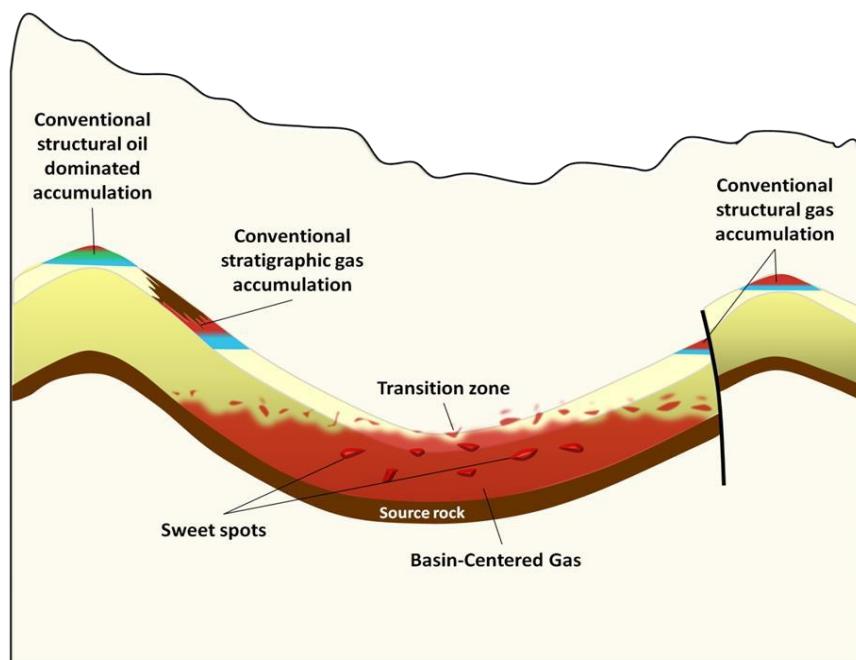
Состав	В/Ц	Проницаемость после твердения, мД		
		2 сут	7 сут	15 сут
Бездобавочный ПЦ	0,5	87,3	7,7	3,4
Бездобавочный ПЦ	0,6	154,3	15,5	4,7
Бездобавочный ПЦ	0,7	201,2	18,7	7,1
№3 (ПЦТ, 7% СМС, 0,1% КССБ, 2% Палыгорскит, 0,15% Vinnapas, 10% РД)	0,7	184,4	3,3	6,8
№3 + Базальтовое 6 мм	0,7	77,1	3,3	2,9
№3 + Полипропиленовое	0,7	110,1	4,7	3,5
№3 + Гранулированное	0,7	131,2	6,7	4,2

На рис. 1 [3] схематично показаны общие представления о газоносности региона месторождения Гавар.

Накопления газа в зоне, отмеченной на рис. 1 как Basin-Centered Gas (BCG), представляют собой газонасыщенные разности, которые существуют повсеместно, преимущественно в низкопроницаемых коллекторах, в более глубоких частях осадочных бассейнов. Основная сложность, препятствующая их активной разработке, – высокая стоимость добычи газа, обусловленная чрезвычайно низкой проницаемостью коллекторов.

Уже включенные в разработку залежи газа (см. рис. 1) находятся на периферии рассматриваемого региона в стратиграфических ловушках. В последние годы одним из методов интенсификации закачки на данном месторождении является применение кислотных обработок больших объемов, что ставит вопрос об устойчивости цементного камня при обработках [4].

Так, типичной является ситуация, когда после снижения объемов закачки в необсаженной нагнетательной скважине с 9800 баррелей в сутки до 4000 баррелей осуществляется кислотная обработка для восстановления приемистости скважины.



conventional structural oil dominated accumulation – традиционная структурная залежь с преобладанием нефти;
conventional stratigraphic gas accumulation – традиционное стратиграфическое скопление газа;
conventional structural gas accumulation – традиционное структурное скопление газа;
source rock – материнская порода;
sweet spots – «золотая середина»;
transition zone – переходная зона;
basin-centered gas – запасы газа в центральной части

Рис. 1. Общая схема отложений палеозойской нефтегазовой системы [3]

Современные составы цемента с высокой плотностью не обеспечивают хорошего предотвращения миграции газа из-за осаждения частиц цемента и увеличения проницаемости со временем из-за образования дефектов в цементе. В ряде работ на протяжении многих лет осуществлялись исследования с целью создания новых рецептур цементов. Новые составы снижали миграцию газа через неповрежденное цементное кольцо в 2–4 раза [5–7].

Влияние коррозии на состояние цементного камня

Проблемы с устойчивостью цементного камня в условиях коррозионного разрушения наблюдаются на месторождениях России и других стран. На территории нашей страны проблемы отмечаются на Астраханском ГНКМ, в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, месторождениях Красноярского края, Западной Сибири и др. За рубежом данные проблемы имеют место на

месторождениях Венесуэлы (округ Боливар) и других стран [8].

Отдельной задачей является создание цементов для агрессивных сред, содержащих углекислый газ (CO_2). Обычные цементные составы подвержены разрушению при контакте с CO_2 [9]. Так, выдерживание образцов цементного камня в контакте с водой, содержащей углекислый газ, при температуре 150 °C и давлении порядка 200 атм, показало, что CO_2 проникает во все образцы в течение одного месяца.

В другом экспериментальном исследовании [10] при температуре 90 °C и давлении 280 атм аналогичные эффекты зафиксированы через шесть недель. При несколько меньшей температуре в 50 °C и давлении 300 атм эффект зафиксирован через 3 месяца.

Карбонизация цементных систем увеличивает их водопроницаемость и прочность на сжатие и растяжение, тогда как модули Юнга и коэффициенты Пуассона снижаются.

Из-за этих изменений механических свойств прогнозные оценки, полученные на основе математических моделей ствола скважины, показывают более низкие напряжения на каждом цементном кольце, чем до воздействия CO_2 . Следовательно, долговечность каждого цементного кольца улучшается в отношении напряжений, вызванных изменениями температуры и давления, до тех пор, пока не происходит химическое выщелачивание или растрескивание. Результаты математических экспериментов подтверждаются и фактическими данными [11].

В 2015 г. Саудовская Аравийская нефтяная компания Saudi ARAMCO испытала на 5 скважинах 30 различных цементных составов. Кратко результаты данных исследований изложены в работе [12]. Если ориентироваться на минеральный состав цемента, то при разработке месторождений в отложениях Хуфф (Khuff) с проницаемостью коллектора от 1 до 100 мД возможны выпадения в осадок таких компонентов, как гематит и кварцевый песок.

Важным эффектом, влияющим на проницаемость заколонного пространства, является взаимодействие между внешней поверхностью колонны и цементом. Так, в работе [11] установлено, что на внешней поверхности колонны образуется осадок карбоната толщиной от одного до трех миллиметров, но этого оказывается достаточно, чтобы цемент в контакте со сланцами (толщиной 0,1–1 см) был сильно карбонизирован до образования ассоциации кальцита, арагонита, ватерита и аморфного алюмосиликатного остатка и приобрел ярко-оранжевый цвет. Целостность границ раздела обсадная колонна–цемент и цемент–сланец, по мнению авторов указанной работы, является наиболее важной при эксплуатации скважины в условиях присутствия в пласте CO_2 . В итоге портландцемент, извлеченный

из 55-летней скважины, подвергавшейся 30 лет воздействию углекислого газа, имел свидетельства воздействия CO_2 в виде карбонатного осадка, прилегающего к обсадной колонне, и сильно карбонизированного цемента оранжевого цвета, прилегающего к сланцевой покрышке. Однако структурная целостность извлеченного цементного керна, петрографические наблюдения, данные по воздухопроницаемости и диаграмма цементного сцепления показывают, что цемент сохранил свою способность предотвращать значительный перенос жидкости через цементную матрицу. Наблюдения и численные расчеты показывают, что углекислый газ сформировал оранжевые **отложения** в результате движения из коллектора вдоль границы раздела сланец–цемент. CO_2 , образующий карбонатный осадок на границе раздела обсадная колонна–цемент, мог выделяться в результате миграции из коллектора или изнутри скважины вдоль границы раздела обсадных труб по стыкам обсадной колонны или участкам коррозии обсадной колонны.

Анализ состояния скважин показывает, что портландцемент может сохранять свою целостность в пласте, по крайней мере, в течение одного десятилетия в условиях контакта с CO_2 . Численные расчеты показывают низкую скорость разложения за счет диффузного воздействия углекислого газа, что позволило бы толстому слою цемента сохраняться более длительное время. Однако также установлено, что CO_2 мигрировал вдоль границ раздела обсадная колонна–цемент и сланец–цемент в течение некоторого периода времени. Кроме утечек через дефекты цементного камня наблюдалась фильтрация газа через микрозазор на границе раздела цемент–обсадная колонна.

Лабораторные исследования сцепления цементного камня и обсадной колонны

На рис. 2 представлена фотография границы раздела, имеющей микрозазоры (microannuli), между цементом и стальной обсадной-колонной (cement–steel).

В ходе лабораторных экспериментов [13] исследовалось разрушение цемента в условиях фильтрации рассола, насыщенного CO_2 , через цементный камень. Обнаружились быстрое разрушение и потеря структурной целостности цементного камня в течение нескольких недель после воздействия.

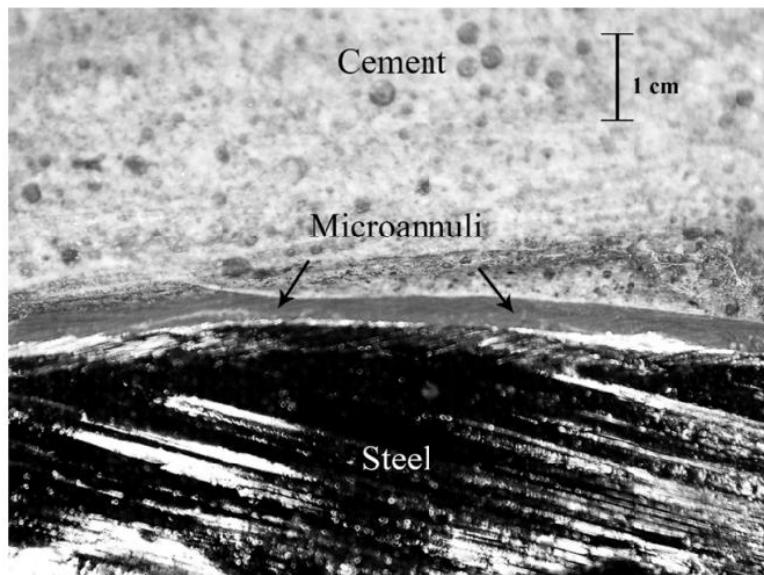


Рис. 2. Фотография границы раздела цемент–обсадная колонна с микрозазорами [14]

В работе [14] выполнены лабораторные измерения потока газа через микрозазор при различных давлениях в колонне, кондукторе, обсадной колонне и в порах. Целью эксперимента было получение представления о том, как микрозазоры реагируют на внешнее воздействие. Эксперименты проводились на моделях ствола скважины, состоящих из цементного кольца и стальной обсадной колонны, с микрозазорами между стальной обсадной колонной и цементом. Поскольку модели были относительно проницаемыми, при фильтрации газа наблюдалось влияние как вязких, так и инерционных сил. Для описания такого режима течения подходит уравнение Форхгеймера. После учета нелинейного характера притока была вычислена эффективная проницаемость ствола скважины.

Расчет проницаемости по закону Форхгеймера давал значения, которые часто были значительно больше ($>100\%$), чем можно было интерпретировать, если бы инерционная компонента в описании фильтрации газа игнорировалась. Модели ствола скважины с микрозазорами обладают относительно большими эффективными проницаемостями ствола скважины по сравнению с неповрежденными. Скорость потока через образцы с микрозазорами была примерно в 100 раз больше, чем скорость течения через модели с неповрежденным цементом при сравнимых условиях. Интерпретируемая гидравлическая апертура зазоров варьировалась от величины менее 10 мкм до значения более 100 мкм, что находится в диапазоне гидравлических апертур, интерпретируемом для некоторых негерметичных стволов скважин.

По результатам экспериментов установлено, что микрозазоры схожи с трещинами в том, как они деформируются в ответ на изменения напряжения. Даже при высоком внешнем давлении они остаются открытыми и способны обеспечивать фильтрацию значительного потока. На рис. 3 представлена зависимость эффективной

проницаемости микрозазора (effective wellbore permeability) от его раскрытия (micro annulus hydraulic aperture), отмечены диапазон значений проницаемостей (range of permeability) и приблизительный диапазон проницаемости неповрежденного цемента (approximate range of permeability of intact cement).

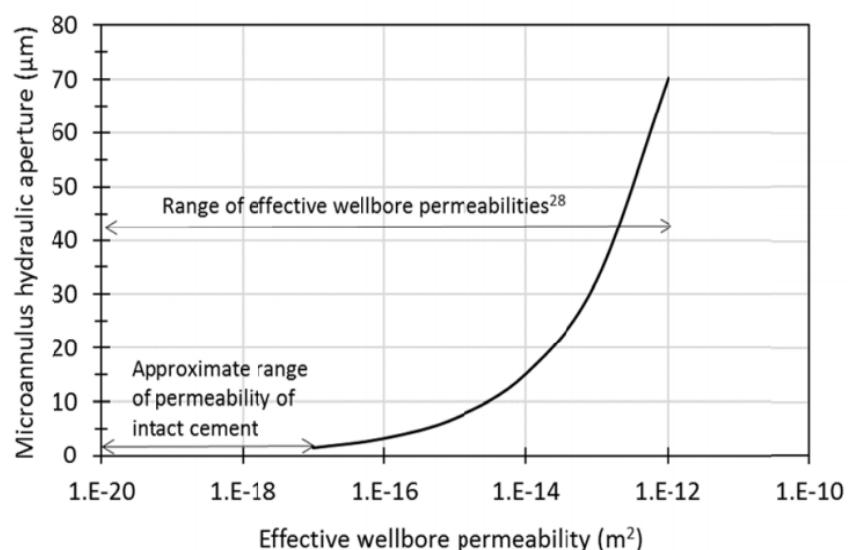


Рис. 3. Зависимость проницаемости зазора от его раскрытии [14]

Повышенное нормальное напряжение в микрозазорах приводит к большому контакту между двумя поверхностями с соответствующим увеличением жесткости, что вызывает нелинейное закрытие трещины в зависимости от давления. Гистерезис в реакции микрозазоров согласуется с пластической деформацией неровностей в контакте вдоль границы раздела цемент–обсадная колонна. Пластическая деформация выступов приводит к увеличению жесткости после первоначального нагружения и является причиной безвозвратного уменьшения гидравлического просвета, часто наблюдаемого после начального нагружения. Гидравлический просвет изменяется с последующими чередованиями нагрузок и

разгрузок, как правило, в значительной степени восстанавливаемых.

Микрокольцо оказалось чувствительным к изменениям температуры внутри обсадной колонны. Гидравлический просвет микроканального кольца увеличился в ответ на понижение температуры внутри обсадной колонны. Также на гидравлическую апертуру микрокольца влияли изменения порового давления внутри образца. Гидравлический просвет уменьшался по мере того, как уменьшалось поровое давление, а давление обжима поддерживалось постоянным, соответствуя деформации микрозазоров, реагирующей на эффективное напряжение.

Кроме того, были выполнены измерения фактического (механического) просвета по всей окружности после впрыскивания эпоксидной смолы в микрокольцо заколонного пространства и разрезания образца. Эти результаты показали, что микрозазор не является однородным кольцевым зазором, а его геометрия сильно варьируется по окружности. Кроме того, образец с корродированным корпусом был на много порядков более

проницаемым, чем неповрежденные образцы, предположительно из-за протекания через образец продуктов коррозии.

В другой работе [15] даны оценки скорости движения газа в микрозазорах, полученные на основе математического моделирования.

На рис. 4. представлены схемы рассмотренных вариантов. Варианты различаются природой сформированных трещин.

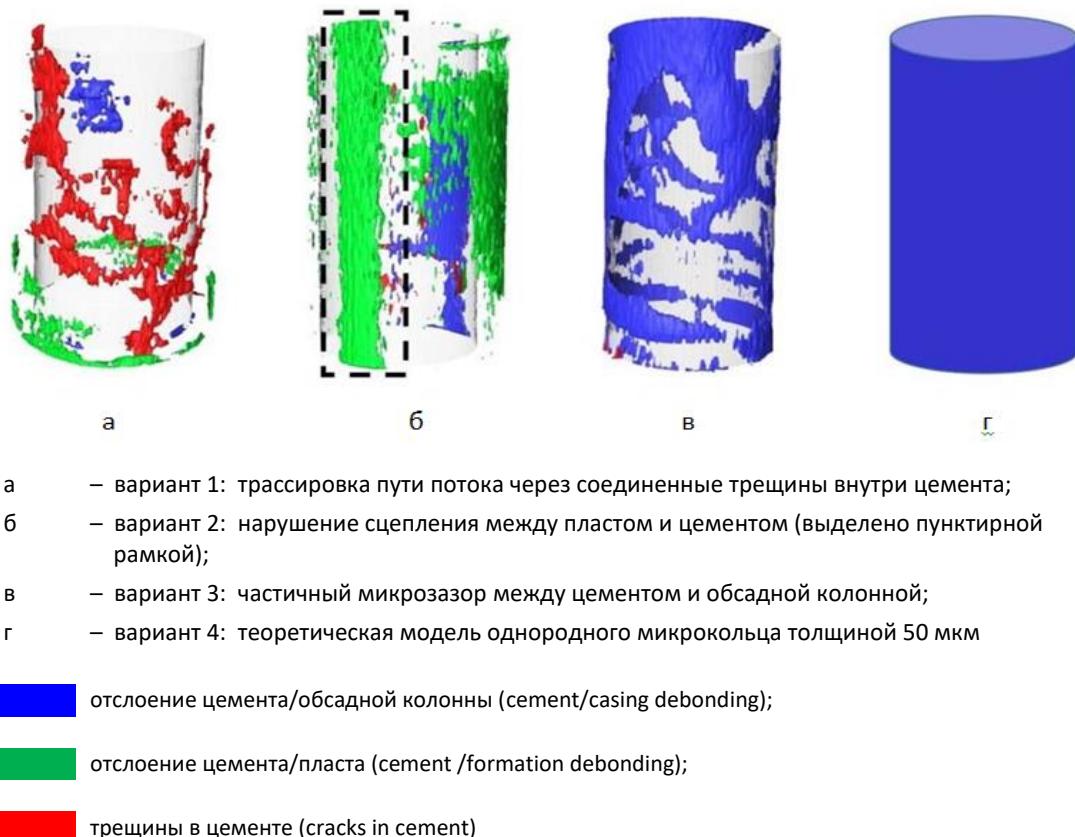


Рис. 4. Четыре модельных случая сформированных микрозазоров [15]

При этом эффективная проницаемость (при течении по закону Дарси) менялась для разных вариантов расчета в широком диапазоне величин. Полученные оценки приведены в табл. 2. В табл. 3

представлены оценки проницаемостей по закону Форгеймера. Метан использовался в качестве модельного флюида, фильтрация предполагалась чисто газовая.

Таблица 2

Эффективная проницаемость по закону Дарси, D

Перепад давления, Па	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
20	40	1100	2000	0,14
50	30	900	1600	0,14
100	20	700	1300	0,14
150	17	600	1100	0,14
200	15	500	1000	0,14

Таблица 3

Эффективная проницаемость по закону Форхгеймера, D

Вариант	Эффективная проницаемость, D
1	70
2	1350
3	2330
4	0,14

Получаемые проницаемости зависят и от перепада давления. На рис. 5 представлены поляны распределения скоростей фильтрации для различных перепадов давления в микрозазоре,

соответствующем варианту 2 (см. рис. 4). Как видно из сравнения рисунков 5а и 5б, зависимость скорости (velocity), величина (magnitude) которой измерялась в м/с, является нелинейной.

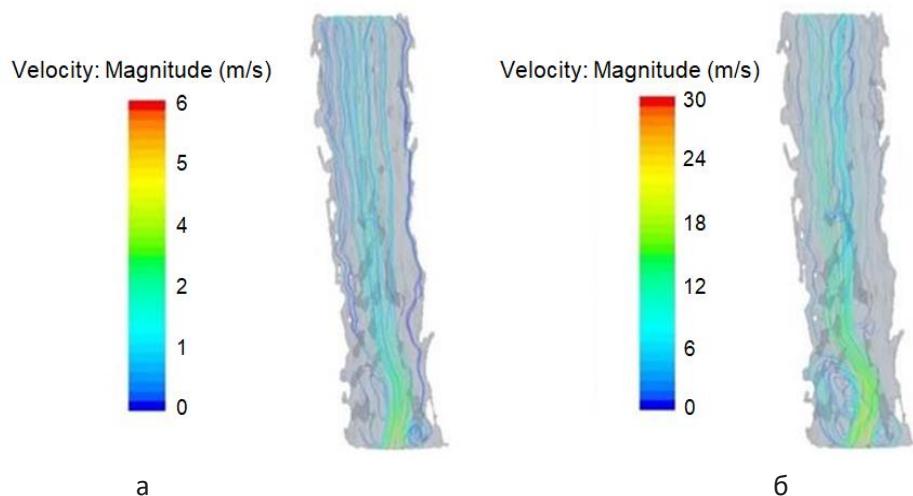


Рис. 5. Карта скоростей фильтрации в микрозазоре для варианта 2 при перепаде давления: а – в 20 атм, б – в 200 атм

При сравнении значений эффективной проницаемости по закону Дарси (см. табл. 2) для вариантов 1–3 с аналогичными значениями, найденными с использованием уравнения Форхгеймера (см. табл. 3), видно, что оценки проницаемостей по закону Форгеймера немного выше. Для варианта 4 эффективная проницаемость, найденная с помощью уравнения Форхгеймера, совпадает с эффективной проницаемостью, найденной с использованием закона Дарси. По сравнению с проницаемостью хорошего цементного камня, которая измеряется в мД [16, 17], расчетная эффективная проницаемость для всех случаев является относительно высокой.

Эффективные проницаемости, найденные для вариантов с 1 по 3, на несколько порядков (особенно для вариантов 2 и 3) больше, чем те, которые были установлены в предыдущих исследованиях. Бачу и Беннион [17] в 2009 г. обнаружили, что кольцевые зазоры и трещины в цементной оболочке порядка от 10 до 300 нм увеличивают эффективную проницаемость цементной оболочки от 0,1 до 1 мД. Аналогичным образом в работе [18] авторы установили, что трещины или микрозазоры размером от 2,5 до 80 нм могут привести к увеличению проницаемости цемента до 0,01–1000 мД. Авторы работы [19] выяснили, что эффективная проницаемость для микрозазоров размером 23 нм составляет 140 мД, а для зазоров от 2 до 9 мм – от 0,1 до 5 мД. В работе [20] авторы рассчитали ширину соответствующих эффективных микрозазоров на основе измеренного перепада давления и скорости потока, предполагая, что микрозазоры – концентрические и однородные. Они установили, что поток жидкости будет соответствовать проницаемости цементного кольца от 11 до 13 мД при применении расширяемого цемента. Однако для всех этих исследований

размер микрозазоров рассчитывался с использованием закона Дарси и в предположении прямых и однородных микротрещин. Данное предположение является упрощением, так как фактические замеры, выполненные авторами, показывают, что трещины и микрокольца в цементной оболочке не являются ни однородными, ни прямыми. При принятых упрощениях для случая однородного микрокольца (вариант 4) полученная эффективная проницаемость 0,14 мД согласуется с результатами других авторов [18].

Взаимодействие с CO_2 также рассматривалось в статье [21]. Авторы описывают серию экспериментов, которые были проведены для изучения воздействия фильтрующегося газонасыщенного рассола на цемент в скважинах. Эксперименты проводились при атмосферном давлении. Цементы подвергались воздействию температур (20–50 °C) и среды с различными значениями pH (2,4–5). Данные условия характерны для глубин около 1 км. Цементы проанализированы с использованием нескольких методов, включая оптическую микроскопию, рентгеновскую порошковую дифракцию (XRD), стандартный электронно-зондовый рентгеновский микроанализ (EPMA), индуктивно связанный плазменный оптико-эмиссионный спектрометрию (ICP-OES). Результаты показали, что, если раствор был предварительно погашен карбонатом кальция, не было обнаружено никакого воздействия. Однако при ожидаемых значениях pH и температуры в пласте песчаника начальная скорость разрушения цемента была порядка нескольких миллиметров в месяц. Внешние слои цементов, прореагировавших в условиях, подобных песчанику, были полностью разрушены на основании результатов анализов XRD и EPMA.

Внутри разрушенных слоев были обнаружены: слой, богатый карбонатом кальция, слой, обедненный гидроксидом кальция, и непрореагировавшее цементное ядро. Скорость разрушения цемента в этих экспериментах контролировалась скоростью растворения богатого карбонатом кальция слоя после его образования и диффузии через полностью разрушенные слои.

Сравнение изменения скорости разложения между образцами, прореагировавшими при разных значениях рН, но при одной и той же температуре, и между образцами, прореагировавшими при разных температурах, но при одном и том же рН, показывает, что изменение температуры на 30 °С имеет большее влияние на скорость разложения цемента, чем изменение рН на 1,3 единицы. Сравнение состава чистого цемента с 6%-ным бентонитовым цементом показывает, что добавление бентонита и дополнительной воды приводит к тому, что бентонитсодержащий цемент имеет более высокую пористость и разлагается быстрее, чем чистый цемент.

Однако результаты работы [21] дают оценку сверху скорости разрушения цемента, поскольку расстояние диффузии ограничено размерами образца цементного камня. Таким образом, эти эксперименты моделируют случай взаимодействия между газированным рассолом, текущим по кольцевому зазору или трещине в цементе. Если бы диффузия происходила внутри пласта или внутри цемента, скорость разрушения была бы гораздо ниже.

В 2013 г. проводились эксперименты по снижению газопроницаемости цемента нефтяных скважин, результаты представлены в работе [22]. Устойчивая фиксация заколонного давления, связанного с существованием потока через проницаемую цементную матрицу или микроКольцевое

пространство, образовавшееся вокруг цемента, наблюдалось примерно в шестидесяти процентах скважин, добывающих нефть и/или газ в Мексиканском заливе.

В ряде работ получены относительно высокие значения проницаемости цементного камня. Так, в экспериментальной работе [23] проницаемость по гелию и воздуху цементного камня оценивается от 0,3 до 0,9 мД.

Авторы работы [22] считают, что критическое значение проницаемости цемента составляет значение 0,1 мД.

Данное граничное значение может быть принято как низкое при разработке коллекторов с относительно высокой проницаемостью при добыче нефти или газа. Для сланцевых месторождений газа – это слишком большое значение проницаемости, чтобы игнорировать потоки через такую среду.

Выводы

1. Проницаемость неповрежденного цементного кольца составляет от 0,1 до 1 мД. При наличии повреждений или микрозазоров между цементом и внешней частью колонны видимая проницаемость по газу существенно возрастает. По результатам ряда исследований она составляет десятки миллиардс, достигая первых сотен в случае серьезных нарушений.

2. При наличии коррозии внешней поверхности труб продукты коррозии существенно увеличивают видимую проницаемость системы стенка скважины–цементное кольцо.

3. Срок эффективной службы цементного кольца напрямую зависит от условий его эксплуатации, в том числе от проводимых обработок забоев скважины и гидроразрывов.

4. При контакте с CO₂ уже через несколько месяцев возможно появление следов разрушения цемента.

5. Многолетние исследования, различных рецептур и добавок к

портландцементу, выполненные в разных странах, хотя и повысили его устойчивость, не обеспечивают достаточно надежной устойчивости к фильтрации газа.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований», № AAAA-A19-119022090096-5).

Литература

1. Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Аникеева Э.С., Лысенко А.Д. Негерметичность скважин – глобальная проблема, а не локальная // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). Р. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15>
2. Бекбаев А.А. Совершенствование рецептур облегченных расширяющихся тампонажных материалов: Автореф.-дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2019. 24 с.
3. Al Duhaile M., Al Mahmoud M.J., Al Otaibi M.G. Potential for basin-centered gas in Saudi Arabia: Southwest Ghawar basin – a case study // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 25–27 August 2014. Paper URTEC-1922271-MS. 8 p. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1922271>
4. Buhassan S., Halder S., Tammar H. et al. Case history: new horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar field, Saudi Arabia // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 8–11 March 2015. Paper SPE-172570-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/172570-MS>
5. Jennings S.S., Al-Ansari A.A., Al-Yami A.S. Gas migration after cementing greatly reduced // Middle East Oil Show, Bahrain, 9–12 June 2003. Paper SPE-81414-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2523/81414-MS>
6. Bahri Al-Yami A.S., Jennings S.S., Nasr-El-Din H.A. et al. A new cement developed for high-temperature sidetracks // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 24–27 September 2006. Paper SPE-102596-MS. 9 p. <https://doi.org/10.2523/102596-MS>
7. Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S. An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells // International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 20–22 April 2009. Paper SPE-120885-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>
8. Эрнандес Рекена Д.Р. Обоснование и разработка коррозионностойких тампонажных составов для крепления обсадных колонн в условиях агрессивных пластовых флюидов и горных пород (на примере нефтяных месторождений Венесуэлы): Автореф. дис ... канд. техн. наук. СПб., 2019. 19 с.
9. Brandl A., Cutler J., Seholm A. et al. Cementing solutions for corrosive well environments // International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8–10 June 2010. Paper SPE-132228-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2523/132228-MS>

10. *Kutchko B.G., Strazisar B.R., Dzombak D.A.* et al. Degradation of wellbore cement by CO₂ under geologic sequestration conditions // *Environmental Science & Technology*. 2007. Vol. 41, No. 13. P. 4787–4792. <https://doi.org/10.1021/es062828c>
11. *Carey J.W., Wigand M., Chipera S.J.* et al Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO₂ exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2007. Vol. 1, No. 1. P. 75–85. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(06\)00004-1](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(06)00004-1)
12. *Al-Yami A.S.* An innovative cement formula to mitigate gas migration problems in deep gas wells: lab studies and field cases // *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*, Mishref, Kuwait, 11–14 October 2015. Paper SPE-175194-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/175194-MS>
13. *Duguid A., Radonjic M., Bruant R., Scherer G.W.* Degradation of well cements exposed to carbonated brine // *4th Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration* DOE/NETL, Alexandria, Virginia, USA, 2–5 May 2005. 13 p.
14. *Stormont J.C., Fernandez S.G., Taha M.R., Matteo E.N.* Gas flow through cement-casing microannuli under varying stress conditions // *Geomechanics for Energy and the Environment*. 2018. Vol. 13. P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.gete.2017.12.001>
15. *Skorpa R., Vrålstad T.* Visualization of fluid flow through cracks and microannuli in cement sheaths // *SPE Journal*. 2018. Vol. 23, No. 4. P. 1067–1074. <https://doi.org/10.2118/180019-PA>
16. *Well cementing* / Ed. by E.B. Nelson, D. Guillot. 2nd ed. Sugar Land, TX: Schlumberger, 2006. 773 p.
17. *Bachu S., Bennion D.B.* Experimental assessment of brine and/or CO₂ leakage through well cement at reservoir conditions // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2009. Vol. 3, No. 4. P. 494–501. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.11.002>
18. *Boukhelifa L., Moroni N., James S.G.* et al. Evaluation of cement systems for oil and gas well zonal isolation in a full-scale annular geometry // *SPE Drilling & Completion*. 2005. Vol. 20, No. 1. P. 44–53. Paper SPE-87195-PA. <https://doi.org/10.2118/87195-PA>
19. *Huerta N.J., Checkai D.A., Bryant S.L.* Utilizing sustained casing pressure analog to provide parameters to study CO₂ leakage rates along a wellbore // *SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization*, San Diego, California, USA, 2–4 November 2009. Paper SPE-126700-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/126700-MS>
20. *Aas B., Sørbø J., Stokka S.* et al. Cement placement with tubing left in hole during plug and abandonment operations // *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*, Fort Worth, Texas, USA, 1–3 March 2016. Paper SPE-178840-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/178840-MS>
21. *Duguid A., Scherer G.W.* Degradation of oilwell cement due to exposure to carbonated brine // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010. Vol. 4, No. 3. P. 546–560. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.001>
22. *Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U.* An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability // *International Petroleum Technology Conference*, Beijing, China, 26–28 March 2013. Paper IPTC-16577-MS. 8 p. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>
23. *Вороник А.М., Каменских С.В., Печерин В.Н., Шаров Е.В.* Исследование физико-механических свойств коррозионно-стойкого цементного камня // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2017. № 10. С. 25–30.

The problem of fluid filtration through cement stone on gas fields with low reservoir permeability

E.S. Anikeeva

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: esanikeeva@ogri.ru

Abstract. Partial destruction of cement stone or an increase in its permeability during the development of oil and gas fields is a frequent occurrence. There are a huge number of natural and man-made factors that lead to an increase in the gas permeability of the cement ring.

This article attempts to investigate the permeability of cement stone in active and abandoned wells. It presents an overview of experimental works devoted to determining the real permeability of cement stone on samples and according to the results of studying the state of wells in various conditions.

Keywords: cement, gas migration, cement stone, microannuli, carbonization, hydraulic aperture, hydraulic clearance.

Citation: Anikeeva E.S. The problem of fluid filtration through cement stone on gas fields with low reservoir permeability // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 61–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art5> (In Russ.).

References

1. Anikeev D.P., Zakirov S.N., Anikeeva E.S., Lysenko A.D. Well leakage is a global problem, not a local one //Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). P. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15> (In Russ.).
2. Bekbaev A.A. Improvement of formulations of lightweight expanding grouting materials: Synopsis of Ph.D. thesis. Ufa, 2019. 24 p. (In Russ.).
3. Al Duhalan M., Al Mahmoud M.J., Al Otaibi M.G. Potential for basin-centered gas in Saudi Arabia: Southwest Ghawar basin – a case study // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 25–27 August 2014. Paper URTEC-1922271-MS. 8 p. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1922271>
4. Buhassan S., Halder S., Tammar H. et al. Case history: new horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar field, Saudi Arabia // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 8–11 March 2015. Paper SPE-172570-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/172570-MS>
5. Jennings S.S., Al-Ansari A.A., Al-Yami A.S. Gas migration after cementing greatly reduced // Middle East Oil Show, Bahrain, 9–12 June 2003. Paper SPE-81414-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2523/81414-MS>
6. Bahri Al-Yami A.S., Jennings S.S., Nasr-El-Din H.A. et al. A new cement developed for high-temperature sidetracks // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 24–27 September 2006. Paper SPE-102596-MS. 9 p. <https://doi.org/10.2523/102596-MS>
7. Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S. An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells // International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 20–22 April 2009. Paper SPE-120885-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>

8. *Hernández Requena D.R.* Substantiation and development of corrosion-resistant grouting compositions for fixing casing strings in conditions of aggressive formation fluids and rocks (for example, Venezuelan oil fields): Synopsis of Ph.D. thesis. St. Petersburg, 2019. 19 p. (In Russ.).
9. *Brandl A., Cutler J., Seholm A. et al.* Cementing solutions for corrosive well environments // International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8–10 June 2010. Paper SPE-132228-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2523/132228-MS>
10. *Kutchko B.G., Strazisar B.R., Dzombak D.A. et al.* Degradation of wellbore cement by CO₂ under geologic sequestration conditions // Environmental Science & Technology. 2007. Vol. 41, No. 13. P. 4787–4792. <https://doi.org/10.1021/es062828c>
11. *Carey J.W., Wigand M., Chipera S.J. et al* Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO₂ exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2007. Vol. 1, No. 1. P. 75–85. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(06\)00004-1](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(06)00004-1)
12. *Al-Yami A.S.* An innovative cement formula to mitigate gas migration problems in deep gas wells: lab studies and field cases // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, Mishref, Kuwait, 11–14 October 2015. Paper SPE-175194-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/175194-MS>
13. *Duguid A., Radonjic M., Bruant R., Scherer G.W.* Degradation of well cements exposed to carbonated brine // 4th Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration DOE/NETL, Alexandria, Virginia, USA, 2–5 May 2005. 13 p.
14. *Stormont J.C., Fernandez S.G., Taha M.R., Matteo E.N.* Gas flow through cement-casing microannuli under varying stress conditions // Geomechanics for Energy and the Environment. 2018. Vol. 13. P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.gete.2017.12.001>
15. *Skorpa R., Vrålstad T.* Visualization of fluid flow through cracks and microannuli in cement sheaths // SPE Journal. 2018. Vol. 23, No. 4. P. 1067–1074. <https://doi.org/10.2118/180019-PA>
16. Well cementing / Ed. by E.B. Nelson, D. Guillot. 2nd ed. Sugar Land, TX: Schlumberger, 2006. 773 p.
17. *Bachu S., Bennion D.B.* Experimental assessment of brine and/or CO₂ leakage through well cement at reservoir conditions // International Journal of Greenhouse. Gas Control. 2009. Vol. 3, No. 4. P. 494–501. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.11.002>
18. *Boukhelifa L., Moroni N., James S.G. et al.* Evaluation of cement systems for oil and gas well zonal isolation in a full-scale annular geometry // SPE Drilling & Completion. 2005. Vol. 20, No.1. P. 44–53. Paper SPE-87195-PA. <https://doi.org/10.2118/87195-PA>
19. *Huerta N.J., Checkai D.A., Bryant S.L.* Utilizing sustained casing pressure analog to provide parameters to study CO₂ leakage rates along a wellbore // SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA, 2–4 November 2009. Paper SPE-126700-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/126700-MS>
20. *Aas B., Sørbø J., Stokka S. et al.* Cement placement with tubing left in hole during plug and abandonment operations // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, Texas, USA, 1–3 March 2016. Paper SPE-178840-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/178840-MS>
21. *Duguid A., Scherer G.W.* Degradation of oilwell cement due to exposure to carbonated brine // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2010. Vol. 4, No. 3. P. 546–560. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.001>

22. *Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U.* An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability // International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26–28 March 2013. Paper IPTC-16577-MS. 8 p. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>
23. *Voronik A.M., Kamenskikh S.V., Pecherin V.N., Sharov E.V.* Research of physical-mechanical properties of a corrosion-resistant cement stone // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2017. No. 10. P. 25–30. (In Russ.).

Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений

Часть 2. Особенности развития осевых нагрузок на обсадные колонны в наклонно-направленных скважинах

М.К. Тупысев

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

E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. В работе показано развитие техногенных осевых нагрузок, действующих на колонну обсадных труб при сооружении наклонно-направленных скважин. Осевые нагрузки зависят от угла наклона траектории ствола скважины и от его длины в продуктивной залежи, а также от сроков ввода наклонно-направленного участка ствола от начала разработки месторождения.

Ключевые слова: деформация обсадных колонн, деформация горных пород, техногенные деформационные процессы, наклонно-направленные скважины, разработка нефтегазовых месторождений.

Для цитирования: Тупысев М.К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 2. Особенности развития осевых нагрузок на обсадные колонны в наклонно-направленных скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 76–81. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art6>

В первой части статьи [1] выполнен анализ работ по выявлению причин деформации обсадных колонн эксплуатационных скважин. Показано, что главной причиной нарушения их герметичности являются техногенные деформационные процессы, проявляющиеся в результате разработки (дренирования) нефтегазовых месторождений.

В данной работе, являющейся продолжением исследования вопросов деформации, рассматриваются особенности проявления таких процессов в наклонно-направленных скважинах.

Величина нормального напряжения (б), возникающего в колонне в результате

оседания земной поверхности, определяется согласно законам механики по формуле:

$$\sigma = \Delta h E / L, \quad (1)$$

где Δh – величина оседания земной поверхности, м;

E – модуль Юнга материала труб обсадной колонны, Мпа;

L – длина колонны, м.

Формула (1) справедлива для вертикальных скважин, когда за длину колонны следует принимать ее участок в интервале деформируемых пластов дренируемой залежи, т.е. толщину залежи.

При этом мы допускаем, что выше кровли залежи колонна надежно зацементирована, а забой скважины находится на глубине дренируемой залежи.

Рассмотрим изменение нормального напряжения в колонне при техногенных деформациях в наклонно-направленных скважинах. Схема такого варианта

конструкции скважины представлена на рис. 1. При деформации горных пород залежи толщиной h на величину Δh длина скважины в этом интервале изменяется от величины AC до DC , угол отклонения скважины от вертикали составляет величину α , а удаление забоя – BC .

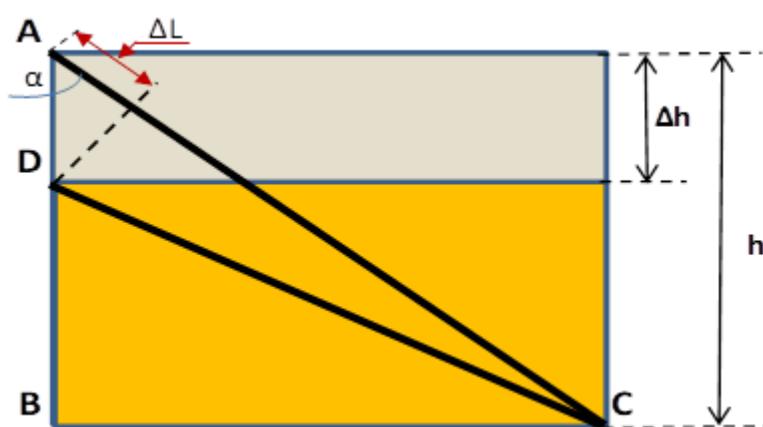


Рис. 1. Схема изменения длины наклонно-направленной скважины в интервале залежи при техногенной деформации ее пластов

С учетом того, что, как правило, удаление от забоя (BC) значительно больше толщины залежи (h), изменение (уменьшение) длины скважины (в соответствии с принятой схемой, см. рис. 1) можно определять по формуле:

$$\Delta L = \Delta h \cos \alpha. \quad (2)$$

Формула для определения нормального напряжения в колонне из-за техногенных деформационных процессов в дренируемой залежи (1) для наклонных скважин принимает вид:

$$\sigma = \Delta h \cos \alpha E/L. \quad (3)$$

При значении угла $\alpha = 0^\circ$ (вариант вертикальной скважины) уменьшение длины

ствола скважины (ΔL) равно величине деформации горных пород залежи (Δh), для горизонтального участка ствола скважины ($\alpha = 90^\circ$) при деформационных процессах уменьшения его длины не происходит.

Для конструкций скважин с наклонно-направленными и горизонтальными стволами можно рассматривать радиальные сжимающие нагрузки, возникающие в результате деформации окружающих горных пород продуктивной залежи. Однако из-за относительно малых размеров диаметра ствола скважины (это диаметр применяемого долота), а также имеющегося зазора между стволом скважины и спускаемой колонной обсадных труб уменьшение диаметра ствола скважины и дополнительно возникающие нагрузки могут быть незначительны.

В промысловой практике сооружение наклонно-направленных скважин является:

- 1) вынужденной мерой;
- 2) целенаправленным действием.

В первом случае такие скважины сооружают при освоении нефтегазовых месторождений:

– на шельфе, когда для более равномерного дренирования осваиваемого месторождения основное количество эксплуатационных скважин бурят с платформы в наклонно-направленном исполнении;

– при использовании кустового метода расположения скважин по площади месторождения (для экономии затрат на сооружение подъездных дорог, системы сбора продукции скважин).

Целенаправленно наклонно-направленные скважины сооружают в следующих случаях:

– при освоении месторождений с малыми толщинами продуктивных пластов и(или) с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов с целью увеличения площади фильтрации пластового флюида к забою скважин;

– для вовлечения в разработку не задействованных ранее участков продуктивной залежи, (чаще при разработке нефтяных месторождений) [4];

– для восстановления продуктивности эксплуатационных скважин, например, обводнившихся газовых, в результате поднятия подошвенных вод (образования водяных «конусов») [5].

Два последних случая сооружения наклонно-направленных скважин реализуются чаще на завершающей стадии

разработки месторождений. Такой вариант конструкции скважин выполняется как зарезка боковых стволов из вертикальных эксплуатационных скважин. Боковые стволы сооружаются на месторождениях с более низкими пластовыми давлениями по сравнению с первоначальными, на стадии замедления деформационных процессов. Поэтому дальнейшая эксплуатация скважин происходит с незначительным ростом осевых нагрузок на обсадные колонны в наклонно-направленном интервале скважин по мере дальнейшего снижения пластового давления во вскрываемой части продуктивной залежи.

Таким образом, для обеспечения надежной работы проектируемой скважины необходима предварительная оценка возможных дополнительных нагрузок на обсадные колонны, возникающих в процессе разработки нефтегазовых залежей из-за проявления техногенных деформационных процессов.

Такая оценка проводится в следующей последовательности:

1. На основании геологической информации о толщинах, составах, деформационных свойствах горных пород продуктивной залежи (месторождения), а также изменения пластового давления в процессе разработки месторождения (по проекту) определяются ожидаемые величины деформации пластов залежи в месте размещения проектируемой скважины на площади месторождения (в работе [5] описан порядок определения деформационных свойств горных пород дренируемых залежей и величин оседания земной поверхности в результате деформационных процессов).

2. С учетом определенных величин деформации пластов и проектных значений угла отклонения траектории ствола скважины от вертикали в залежи определяются дополнительные нормальные осевые нагрузки, действующие на обсадные колонны, по формулам (2) и (3).

3. В случае получения критических значений нагрузок принимаются решения по коррекции конструкции проектируемых скважин (изменение угла отклонения, длины участка скважины в продуктивной залежи, оборудование обсадных колонн компенсационными устройствами осевых нагрузок и пр.).

В случае сооружения вертикальных скважин при разработке залежей, продуктивные пластины которых залегают под значительным углом к горизонтали, деформация их в процессе разработки может приводить к возникновению сминающих нагрузок, действующих на колонну обсадных труб в области кровли залежи.

При рассмотрении такой задачи предполагается, что деформация пластов продуктивной залежи происходит в направлении нормали к плоскости залегания пластов. В работе [6] для исключения таких сминающих нагрузок предлагается вскрывать залежь по нормали к плоскости залегания продуктивных пластов.

Для обеспечения надежной работы сооружаемых скважин (с точки зрения сохранения их целостности) необходимо до сооружения скважин оценивать ожидаемые

деформации горных пород продуктивных залежей, а также нагрузки, возникающие в результате этих деформаций и действующие на колонны обсадных труб как в области кровли, так и в интервале вскрытия горных пород самих залежей. Это позволяет корректировать углы вскрытия продуктивных залежей, а также траекторию проводки ствола скважин по залежам.

При рассмотрении техногенных нагрузок, действующих на обсадные колонны скважин, следует иметь в виду то, что таким нагрузкам подвержены любые скважины, вскрывающие дренируемые залежи, т.е. кроме эксплуатационных – наблюдательные, законсервированные, ликвидированные.

Выводы

1. Величина техногенных нагрузок, действующих на обсадные колонны скважин, зависит как от угла наклона ствола скважины при вскрытии продуктивных залежей, так и от длины участка ствола в залежи. Кроме того, данная величина зависит от стадии разработки месторождения, на которой сооружаются наклонно-направленные скважины (или их участки),

2. По мере удаления сроков сооружения таких скважин от начала ввода месторождения в разработку величины рассматриваемых нагрузок снижаются.

3. По мере увеличения угла наклона ствола скважины и приближения ее траектории к горизонтальному положению осевые техногенные нагрузки стремятся к нулю.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований», № AAAA-A19-119022090096-5).

Литература

1. Тупысев М.К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 1. Выявление причин деформации обсадных колонн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 28–37. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3>
2. Черский Н.В., Виноградов В.Н., Жиденко Г.Г., Савченко В.В., Тупысев М.К. Влияние осадки горных пород на подземные сооружения при извлечении флюидов из продуктивных пластов // Доклады АН СССР. 1988. Т. 302, № 2. С. 413–416.
3. Халимов М.А., Легаев Я.В. Бурение вторых стволов скважин с горизонтальным окончанием – как метод повышения нефтеотдачи пластов на Курраганском месторождении Западной Сибири // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2006. № 6(89). С. 67–68.
4. Тупысев М.К. Диагностика наличия и добыча остаточных запасов газа при обводнении газовых скважин в многопластовых залежах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 44–50. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art5>
5. Тупысев М.К. Особенности контроля за разработкой газовых месторождений на поздней стадии // Георесурсы, геоэнергетика, geopolитика. 2016. Вып. 1(13). С. 14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14>
6. Тупысев М.К., Жиденко Г.Г., Савченко В.В. А.с. SU 1469074 A1. Способ проводки эксплуатационных скважин. № 4122532; Заявл. 19.09.1986; Опубл. 30.03.1989 // Изобретения. Полезные модели. 1989. Бюл. № 9. <http://www1.fips.ru>

Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development

Part 2. Features of the development of axial loads on casing strings in directional wells

M.K. Tupysev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Abstract. The paper shows the development of technogenic axial loads acting on the column of casing pipes during the construction of directional wells. Axial loads depend on the angle of inclination of the wellbore trajectory and its length in the productive deposit, as well as from the timing of the input of the inclined-directed section of the trunk from the beginning of the development of the field.

Keywords: deformation of casing strings, rock deformation, technogenic deformation processes, directional wells, oil and gas field development.

Citation: Tupysev M.K. Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development. Part 2. Features of the development of axial loads on casing strings in directional wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 76–81. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art6> (In Russ.).

References

1. Tupysev M.K. Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development. Part 1. Identification of the causes of deformation of casing strings // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 28–37. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3> (In Russ.).
2. Chersky N.V., Vinogradov V.N., Zhidenko G.G., Savchenko V.V., Tupysev M.K. Influence of rock sedimentation on underground structures during the extraction of fluids from productive strata // Doklady AN SSSR. 1988. Vol. 302, No. 2. P. 413–416. (In Russ.).
3. Khalimov M.A., Legaev Ya.V. Drilling of the second barrels of wells with horizontal end – as a method of increasing the oil recovery of reservoirs at the Kurragan field of Western Siberia // Interval. Advanced Oil and Gas Technologies. 2006. No. 6(89). P. 67–68. (In Russ.).
4. Tupysev M.K. Diagnostics of the presence and production of residual gas reserves during gas well flooding in multilayer deposits // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 44–50. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art5> (In Russ.).
5. Tupysev M.K. Aspects of gas field development control on late stages // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2016. Iss. 1(13). P. 14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14> (In Russ.).
6. Tupysev M.K., Zhidenko G.G., Savchenko V.V. A.c. SU 1469074 A1. Method for drilling of production wells. No. 4122532; Appl. 19.09.1986; Publ. 30.03.1989 // Inventions. Useful models. 1989. Bull. No. 9. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).