

РЕГИОНАЛЬНАЯ ОБЩЕСТВЕННАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ  
«ВОЛГОГРАДСКОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО  
НЕФТЯНИКОВ И ГАЗОВИКОВ ИМ. АКАДЕМИКА И. М. ГУБКИНА»

# МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

*Сборник статей*

*I Международной научно-практической конференции  
«Комплексные исследования пород и флюидов нефтегазоносных бассейнов,  
методы интерпретации и моделирования  
природных и геолого-технологических процессов»*

*г. Волгоград, 4–5 октября 2023 г.*

Волгоград  
2024

Редакционная коллегия:

В. А. Бычинский, А. И. Викторов, Ю. О. Гаврилов,  
Б. А. Григорьев (председатель), П. А. Гужиков, В. И. Дарищев,  
С. В. Делия, Б. Н. Еникеев, В. В. Зашихин, А. В. Звездов, И. М. Индрупский,  
В. И. Карев, В. В. Кульчицкий, Н. Ф. Лысенко (ответственный секретарь),  
А. Н. Степанов (заместитель председателя), С. Ф. Тимашев, А. И. Тимурзиев,  
А. Я. Хавкин, И. Г. Шнурман

**Моделирование** нефтегазоносных бассейнов. Проблемы и перспективы: Сборник статей I Международной научно-практической конференции «Комплексные исследования пород и флюидов нефтегазоносных бассейнов, методы интерпретации и моделирования природных и геолого-технологических процессов»; г. Волгоград, 4–5 октября 2023 г. / под ред. А. Н. Степанова. – Волгоград, 2024. – 374 с.

ISBN 978-5-9948-4960-6

В сборник включены статьи специалистов ведущих отраслевых научных центров и компаний России и других стран.

Освещаются такие темы, как альтернативные подходы к комплексному исследованию керна и пластовых флюидов, их использованию при моделировании природных и технологических процессов. Рассматриваются вопросы генезиса нефти и газа, миграции и особенностей формирования углеводородных скоплений в недрах НГБ, вопросы разработки и повышения нефтеотдачи, химия и геохимия нефти и газа, исследование пластовых нефтегазовых систем. Весьма ценным является усиление внимания многих авторов к методологии исследований и, что особенно важно, к изучению сложных систем, что уже привело в ряде случаев к усилению эффективности НИР по ряду исследовательских направлений.

ISBN 978-5-9948-4960-6

© ООО «Волгоградское научно-техническое общество нефтяников и газовиков им. акад. И. М. Губкина», 2024

© ООО «РуНедра», 2024

© Волгоградский государственный технический университет, 2024

*А. П. Пронин<sup>1</sup>, Ф. М. Куанышев<sup>1</sup>*

**СЛОЖНЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРА ВАЛАНЖИНСКОГО ЯРУСА НИЖНЕГО МЕЛА ЮГА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

<sup>1</sup>ТОО «Казкорресеч»  
e-mail: kcr@zhahancorpany.kz

Распределение пород-коллекторов в валанжинских отложениях связано с фациальными условиями осадконакопления. Юг Прикаспийской впадины в начале валанжинского века являлся морским бассейном, в котором выделяются участки отсутствия отложений (острова), мелководные и относительно глубоководные зоны. Породы-коллекторы приурочены к мелководным зонам, которые контролируются палеоподнятиями. Улучшение коллекторских свойств пород обусловлено вторичными процессами доломитизации, связанным с влиянием минерализованных вод, образованных при падении моря в раннюю эпоху мела.

Низкая результативность геологоразведочных работ на нефть и газ в надсолевых отложениях юга Прикаспийской впадины, как на суше, так и море, диктует необходимость изучения пограничных отложений юры и мела, в частности валанжинского комплекса пород, мало изученных и неосвоенных, но представляющих несомненный поисковый интерес. Валанжинские отложения из-за сложного геологического строения не рассматривались основным поисковым объектом на нефть и газ, несмотря на то, что в этом комплексе пород выявлены промышленные залежи нефти как в терригенных (месторождение Сазанкурак), так и карбонатных (месторождение Кисимбай) породах-коллекторах. Валанжинские породы-коллекторы находятся между регионально развитыми покрывками, нижняя – карбонатные отложения верхней юры, верхняя – глинистые отложения нижнего мела.

Главным препятствием для широкого вовлечения валанжинских отложений в нефтепоисковый процесс является сложный характер состава и распределения пород-коллекторов. В большинстве случаев породы-коллектора по данным изучения керна и шлама состоят из зерен кварца

(30-40%), кальцита (30%), доломита (30%), участками переходящих в песчаники доломитистые, доломиты песчанистые. Валанжинские продуктивные пласты не явно выражены на материалах ГИС и ГТИ. Также, часто валанжинские отложения карбонатного состава по материалам ГИС относят к верхнеюрским отложениям, которые заведомо являются породами с низкими коллекторскими свойствами.

Валанжинские отложения на юге Прикаспийской впадины представлены разными по коллекторским свойствам типами разреза, связанными с колебаниями уровня моря и влиянием палеоподнятий.

Одно из крупных таких палеоподнятий совпадает с современным Северо-Каспийским поднятием, на котором пробурены скважины Курмангазы Г-1 и Г-2, Хазар 1 и Каламкас-море 1.

В скважине Курмангазы Г-1 вскрыт разрез валанжина толщиной 39 м, представленный чередованием глин и песчаников тонко-мелкозернистых, с единичными прослойками известняка и доломита тонкозернистого. В известняке встречена примесь от 1-2% до 10-15% округлых зерен коричневого цвета предположительно сидеритового или лептохлоритового состава, с концентрическим строением (Рис. 1А). Наличие железистых оолитов в валанжинских отложениях было установлено в разрезе скважины Южно-Эмбинская ОП-2 [1], а шамозитовые зерна отмечены Т.Е. Улановской [2] в скважине Широкая 1.

Валанжинские отложения, вскрытые в скважине Курмангазы Г-2 толщиной 85м, по сравнению со скважиной Г-1 [3] отличаются повышенным содержанием песчаников мелкозернистых и доломитов мелкозернистых (Рис. 1Б), Встречены известняки (типа грейнстоунов) доломитизированные (Рис. 1В), участками с примесью от 1-2% до 10-15% зерен коричневого цвета с концентрическим строением, предположительно сидеритового состава (Рис. 1Г). Предполагается, что валанжинские отложения, вскрытые скважиной Курмангазы Г-2, накопились при интенсивном привносе кластического материала, связанного с местным источником сноса [4].

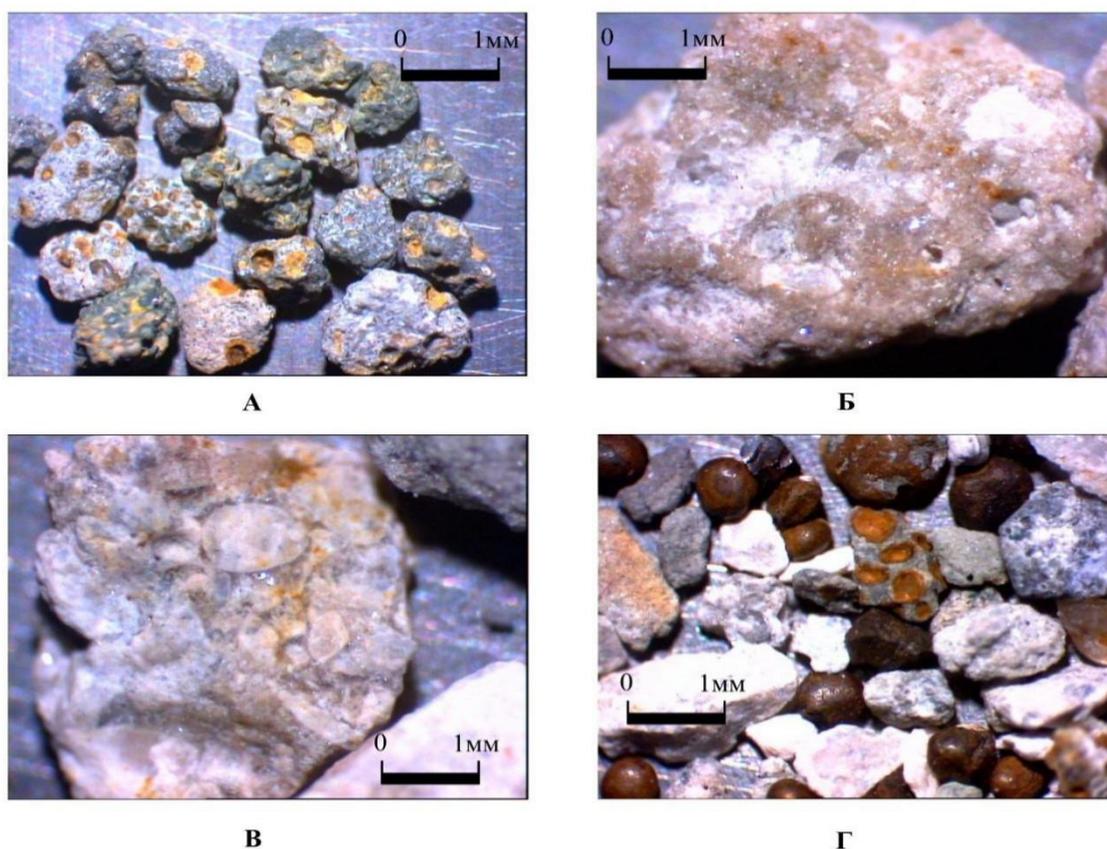


Рис. 1. Микрофотографии образцов шлама из скважин структуры Курмангазы:  
 А. Скважина Г-1, глубина 535 м. Б. Скважина Г-2, глубина 955 м.  
 В. Скважина Г-2, глубина 955 м. Г. Скважина Г-2, глубина 955 м.

Другой тип разреза валанжина толщиной до 40м вскрыт скважинами Хазар 1 и Каламкас-море 1 на Северо-Каспийском палеоподнятии.

В скважине Хазар 1 разрез валанжина представлен чередованием доломитов песчанистых, известняков, участками доломитистых, и глин, с единичными прослойками песчаника. Доломит мелкозернистый, пористый, кавернозно-пористый (ноздревидный) (Рис. 2А). Петрографическое исследование установило, что доломит имеет реликтовое строение и развит по известняку - оолитовому грейнстоуну (Рис. 2Б). В скважине Каламкас-море 1 вскрыты аналогичные известняки (оолитовые грейнстоуны) (Рис.2В), однако, доломиты не установлены.

На юге Прикаспийской впадины за пределами Северо-Каспийского палеоподнятия тектонические условия накопления валанжинского комплекса пород связаны с ростом соляных куполов, ареал развития которых занимает незначительные по размеру площади.

По степени активности развития соляные купола можно разделить на два типа: 1) пассивные купола, приводящие к образованию поднятия, но без размыва вышележащих отложений; 2) активные купола – меняют морфологию дна бассейна, происходит размыв вышележащих отложений и образование местного источника сноса кластического материала.

Палеоподнятия, образованные пассивными куполами, вскрыто скважиной Кашаган Западный 1, в которой разрез валанжина толщиной 18м представлен чередованием глин, доломитов тонко-мелкозернистых (Рис. 2Г) и известняков (типа грейнстоуна).

Петрографическое исследование установило, что доломит содержит примесь от 1-5% до 10-20% зерен кварца и единичных зерен глауконита. Наблюдаемая пористость в доломитах является вторичной, связана с процессами вторичной доломитизации известняков типа грейнстоуна, опоры которых составляют скелетные и оолитовые зерна. Предлагается следующая последовательность формирования порового пространства: после накопления карбонатных осадков происходит доломитизация цемента и части скелетных зерен, затем происходят процессы выщелачивания, которые затрагивают незатронутые доломитизацией скелетные и оолитовые зерна.

Близкие по составу и строению разрезы валанжина толщиной 15-20м, связанные с палеоподнятиями пассивных куполов, вскрыты скважинами Кисимбай 34 и Елемес Северный 806. Они представлены известняками и доломитами, причем наилучшие коллектора связаны с вторичными доломитами, образованными грейнстоунами с большим количеством скелетных и оолитовых зерен.

Валанжинские отложения мульдовых зон (расположенных между палеоподнятиями пассивных куполов) вскрыты скважиной Кашаган Восточный 1 толщиной 50м. В разрезе этой скважины встречены доломиты тонко-мелкозернистые, серые, слабопористые, пористые, участками каверноз-

но-пористые, местами с примесью до 10-30% зерен кварца и единичных зерен глауконита, глины темно-серые, серые, мягкие, пластичные, известковистые, алевролитистые и песчаники серые, тонко-мелкозернистые, полимиктового состава, с угловатой формой зерен, кальцитовым цементом блокового строения. Также встречены редкие ангидриты тонко-мелкокристаллические серые.

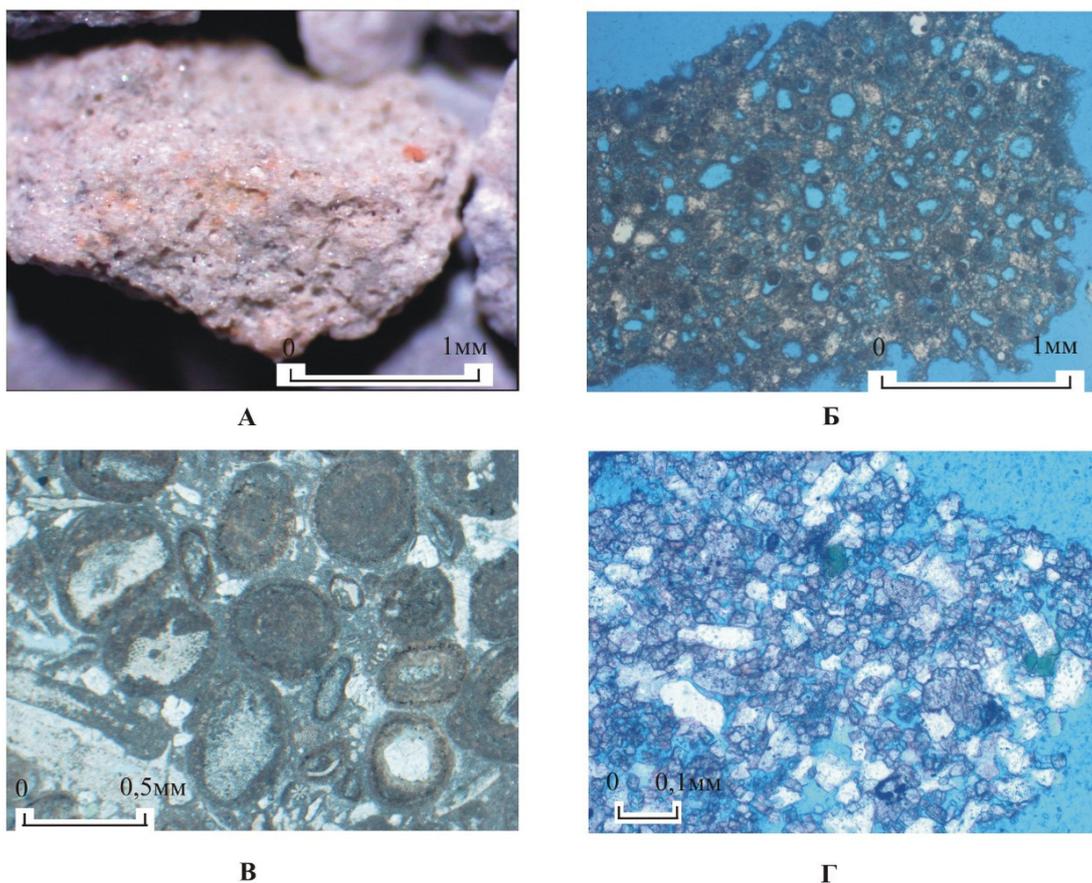


Рис. 2. Микрофотографии образцов шлама из скважин юга Прикаспийской впадины:  
 А. Скважина Хазар 1, глубина 1310 м.  
 Б. Скважина Хазар 1, глубина 1310 м (шлиф).  
 В. Скважина Каламкас-море 1, глубина 1350 м (шлиф).  
 Г. Скважина Кашаган Западный 1, глубина 1297 м (шлиф).

Похожие разрезы валанжина толщиной 70-80м, развитого между палеоподнятиями пассивных соляных куполов, вскрыты скважинами С.Нуржанов 652 и Маткен Южный 1. В разрезе валанжина скважины С.Нуржанов 652 по данным изучения керн преобладают песчаники мелкозернистые, с разной примесью глинистого материала, встречены образ-

цы керна с хорошей пористостью и проницаемостью, но в основном песчаник слабопроницаемый, что связано с интенсивной биотурбацией осадка, которая нарушила сообщаемость порового пространства, участками встречены обломки (литокласты) известняков с оолитовыми зёрнами. Реже встречены прослои глин и доломитов, ангидритов толщиной 0,1-1м, также часто присутствуют включения ангидритов как в песчаниках. так и в доломитах.

Палеоподнятия, связанное с образованием активного соляного купола, вскрыто скважинами на месторождении Сазанкурак. Здесь валанжинский комплекс толщиной от 26м до 79м развит на крыльях купола, где залегает на размытой поверхности средней юры. Продуктивные пласты валанжина представлены песчаниками мелко-среднезернистыми, участками слабо сцементированными, общей толщиной 10-15м, участками до 20-45м. Зона увеличенных толщин коллекторов представлена в виде полосы (береговой линии), развитой параллельно склону соляного купола.

Можно уверенно предположить следующую динамику уровня моря на границе юры и мела: на уровне волжского века был пониженный уровень морского мелководного бассейна по сравнению с киммериджским веком, затем в берриасе произошло полное осушение почти всей территории. В валанжинском веке произошел незначительный подъем уровня моря с образованием мозаичного распределения фаций: палеоподнятия – мелководные фации, и опущенные зоны – глубоководные фации. Также периодически происходили незначительные падения уровня моря, которые привели к образованию мини-бассейнов. В готеривском веке был еще больший подъем уровня воды с выравниванием фациальных условий, т.е. повсеместно накапливаются отложения относительно глубокого моря, и наблюдаемые в валанжинском веке палеоподнятия уже не влияют на литологическое распределение осадков.

В валанжинском веке юг Прикаспийской впадины представлял собой морской бассейн [5], в котором выделяются три зоны (Рис. 3):

1. Зона отсутствия отложений (острова), включающая Северо-Каспийское поднятие, а также участки активных соляных куполов, которые, по-видимому, в это время были островами и являлись местными источниками сноса для формирования терригенных пород [6];

2. Мелководная зона с активным гидродинамическим режимом, включающая участки пассивных соляных куполов и береговую полосу вокруг областей суши (островов), где формируются песчаные и карбонатные отложения (оолитовые грейнстоуны) с высокими коллекторскими параметрами в результате отмыва от глинистого материала. Эти отложения, имеющие толщину от 10м до 30-50м, редко до 90-100м представляют несомненный поисковый интерес. Аналогичная мелководная зона характерна для Горного Мангышлака, где валанжинские отложения, представленные песчаниками и обломочными известняками с крупным стратиграфическим несогласием, залегают на разновозрастных отложениях [7].

3. Относительно глубоководная зона с не активным гидродинамическим режимом, где формируются в основном глинистые отложения. В эти участки с палеоподнятий сносился не только глинистый, но песчаный материал и обломки известняков (разрез скважины С.Нуржанов 652). Накопление ангидритов, вероятно, происходило на локальных участках (мини-бассейнах) при периодическом падении уровня моря. Толщины этих отложений составляют 60-100м, редко до 150м. Аналогичные условия характерны для зон с унаследованным прогибанием (как например, Южно-Бозашинский прогиб).

Приведенные данные позволяют рассматривать валанжинские отложения как неосвоенный потенциал мезозойского комплекса. Это особенно актуально для действующих и истощенных старых промыслов, где возможно выявление новых залежей в валанжинской части разреза.

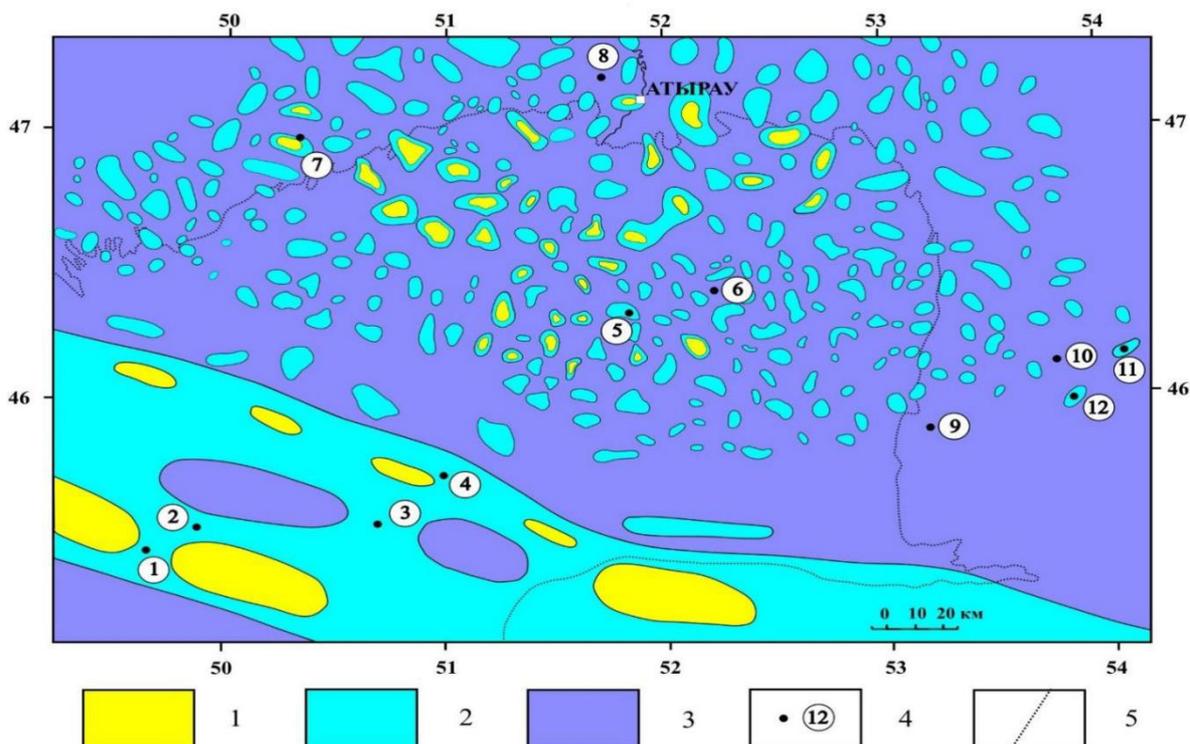


Рис. 3. Карта лито-фациальных зон валанжинских отложений юга Прикаспийской впадины

Условные обозначения: Условия седиментации: 1. Зона отсутствия отложений (острова), 2. Мелководная зона с активным гидродинамическим режимом, 3. Относительно глубоководная зона; 4. Скважины: 1. Курмангазы Г-1, 2. Курмангазы Г-2, 3. Хазар 1, 4. Каламкас-море 1, 5. Кашаган Западный 1, 6. Кашаган Восточный 1, 7. Сазанкурак Г-2, 8. Западный Кусанбай П-58, 9. С. Нуржанов 652, 10. Маткен Южный 1, 11. Кисимбай 34, 12. Елемес Северный 806; 5. Контуры Каспийского моря

Подтверждением такого оптимизма являются положительные результаты геологоразведочных работ, полученные на месторождениях С. Нуржанов (Прорва Центральная-Прорва Восточная), Боранколь.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айзенштадт Г.Е.-А., Пинчук И.А. Южно-Эмбинская 2 и Тугаракчанская 5 опорные скважины // Труды ВНИГРИ. - 1961. - Вып. 184. - 294 с.
2. Улановская Т.Е., Зеленщиков Г.В., Шилин А.В. Юра и нижний мел российского сектора Каспийского моря // Новочеркасск: ООО НПО «Темп» - 2006. - 60 с.
3. Шестоперова Л.В., Пронин А.П., Братыщенко О.В. Строение меловых отложений Курмангазинского поднятия (северная часть акватории Каспийского моря) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Материалы пятого Всероссийского совещания. Ульяновск. - УлГУ, 2010. - С. 344-347.
4. Пронин А.П., Шестоперова Л.В., Братыщенко О.В. Новые данные о строении меловых отложений Курмангазинского поднятия (северная часть акватории Каспийского моря) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы

стратиграфии и палеогеографии: Материалы шестого Всероссийского совещания, Краснодар. - Изд-во Кубанского гос. ун-та, 2012. - С. 246-249.

5. Пронин А.П., Куанышев Ф.М. Особенности осадконакопления валанжинских отложений на юге Прикаспийской впадины // Каспийский регион: проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов и генетическая природа углеводородов: Труды КОНГ. - Вып.5. (На базе докладов Третьей Международной геологической конференции «АтырауГео-2015»). - Алматы. - 2015. - С.267-272.

6. Пронин А.П., Шестоперова Л.В. Прогноз распространения пород-коллекторов в нижнемеловых отложениях структуры Курмангазы // Геология, география и глобальная энергия: Издательский дом «Астраханский университет». - Астрахань, 2010. - № 2. - С. 78-81.

7. Луппов Н.П., Алексеева Л.В., Богданова Т.Н. Валанжин Мангышлака. - М.: Наука, 1983. – 120 с.

**УДК 536.24.08**

*А. Э. Рамазанова*

## **ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ**

Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал  
объединенного Института высоких температур РАН  
e-mail: ada\_ram@mail.ru

### **Введение**

Термодинамические свойства, такие как температуропроводность, теплопроводность и теплоемкость являются ключевыми параметрами флюидонасыщенных (нефть, геотермальные флюиды, природный газ и т. д.) пластовых пород и необходимы при разработке ряда важных технологий: в нефтегазовой промышленности, в геотермальной энергетике. Термический метод добычи тяжелой нефти является традиционным и наиболее успешным методом разработки нефтяных ресурсов [1]. При использовании термических методов добычи нефти пласт нагревается, что приводит к изменению пластовой температуры и, следовательно, тепловых характеристик пластовой среды. Во время нагрева нефтяной пласт при высоких температурах может уменьшить или увеличить передачу тепла в зависимости от теплопроводности пластовой среды вокруг источника тепла. Следовательно, температура в каждой точке пласта и в заданное время (профиль  $T(x, \tau)$ ) очень важна для оценки вязкости нефти и может быть использована для моделирования теплопереноса в пласте. Температурный профиль пласта связан с теп-