

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК



Научно-практический журнал

Том 4, №3 (2022)

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

Том 4, № 3 (2022)

Астана 2022

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 4, № 3 (2022)

Научно-практический журнал

Журнал зарегистрирован
в Министерстве информации
и коммуникации РК
Свидетельство №17609-Ж

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Члены редколлегии

Карабагин У.С., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Огай Е.К., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Ибрашев К.Н., канд. техн. наук
Куандыков Б.М., докт. геол.-
мин. наук
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук
Утеев Р.Н., докт. наук PhD по
геологии
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
Мунара А., докт. наук PhD по
геологии
Сармурзина Р.Г., докт. хим. наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук
Исмаилов Ф.С., докт. наук PhD
по техн. наукам (Азербайджан)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Абилхасимов Х.Б., докт. геол.-
мин. наук
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.
наук, докт. PhD по физике
плазмы
Пятибратов П.В., канд. техн.
наук (Россия)

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Астана,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

Тел. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К.

Нефтегазоносные комплексы доюрских отложений
Южного Мангистау и их характеристика 3

Пронин Н.А., Пронин А.П., Джумабаев Т.Е., Утеев Р.Н.

Литолого-стратиграфическая характеристика
верхнепермских и триасовых отложений
месторождения Карачаганак..... 10

Имангалыулы И.

Возможные пути обнаружения неструктурных
ловушек в центральной части Каспийского моря..... 22

**Бегимбетов О.Б., Кенесары А.Ж., Көлдей М.,
Даулетов А.Б., Урекешев Н.С., Шарипов Ж.К.**

Перспективы поиска залежей углеводородов в
палеозойском комплексе Южно-Торгайского бассейна 30

Хафизов С.Ф., Сынгаевский П.Е.

Обзор некоторых сверхглубоких нефтегазовых
проектов, не достигших начальных целей..... 39

Agzamov F.A., Ismagilova E.R., Beshir M.A.

Elaboration of mending additives for the cement
sheath repair..... 69

Дәрібаев Ю.Ә., Қабдушев А.А.

Амангелді кен орнында гидраттың түзілуін алдын алу
және онымен күресу 76

Фаталиев В.М., Гамидов Н.Н.

Исследование влияния содержания углекислого газа
в составе рабочего агента углеводородных газов на
испаряемость конденсатов 84

Абдрахманова Г.С., Данабаев Н.С., Утемисова Л.Г.

Реализация автоматизированного подбора
глубинно-насосного оборудования в информационной
системе АВАІ 92

Жайканов А.Б., Жубаниязов С.К., Сағындыков М.С.

Апробация методов определения коэффициента
различия физических свойств нефти и вытесняющего
агента..... 106

Требования к статьям научно-практического

журнала «Вестник нефтегазовой отрасли
Казахстана»..... 114

Состав редколлегии журнала

«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»..... 117

УДК 662:552.578.2

МРНТИ 38.53.23

<https://doi.org/10.54859/kjogi108579>

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО МАНГИСТАУ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

К.Х. Боранбаев, А.К. Боранбаев

Статья посвящена особенностям геологического строения на примере анализа доюрского комплекса Южного Мангистау с приведением рекомендаций по определению дальнейшего направления поисково-разведочных работ.

Ключевые слова: нефтегазовые комплексы Южного Мангистау, органическое вещество, литолого-фацциальная изменчивость.

На Южном Мангистау к перспективным в нефтегазоносном отношении относятся метаморфизованные комплексы пород осадочного палеозоя, кора выветривания гранитного массива, карбонатно-терригенные толщи нижнего триаса и терригенные отложения верхнего триаса, в которых в середине 70-х гг. прошлого столетия были получены промышленные притоки нефти и газа в пределах Жетыбай-Узеньской и Песчаномысско-Ракушечной зон поднятий и прогибов. При этом весьма интересными оказались факты получения промышленных притоков нефти, наряду с осадочным палеозоем, из апикальной части коры выветривания гранитного массива на месторождении Оймаша.

К концу XX в. в пределах территории Мангистау по доюрским отложениям накопился достаточный объём геолого-геофизического материала, но, несмотря на это, геологическое строение этих комплексов до сих пор считается не до конца выясненным. Нет однозначности в стратиграфическом расчленении триасовых и палеозойских отложений, в характере пространственного распространения пород-коллекторов, по площади структуры, по значениям их фильтрационно-емкостных свойств. Тем не менее на основе систематизации геолого-геохимических данных в доюрских отложениях Южного Мангистау выделяются четыре нефтегазоносных комплекса (далее – НГК): терригенный средне-верхнепалеозойский, кора выветривания гранитного массива, нижнетриасовый карбонатно-терригенный и терригенный верхнетриасовый.

Терригенный средне-верхнепалеозойский состоит из двух толщ: нижняя сложена черными углистыми сланцами и ар-

гиллитами с редкими прослоями темных и светло-серых песчаников, а верхняя – менее плотными породами с преобладанием грубообломочного материала. Некоторыми исследователями нижняя и верхняя пачки условно отнесены, соответственно, к среднему и верхнему палеозою [1].

Песчаники нижнего слоя от мелко- до крупнозернистых, иногда карбонатизированные, состоят преимущественно из крупных обломков кварца, плагиоклазов. Кварц имеет конформную и инкорпорационную структуру. Плагиоклаз частично серитизирован. Кроме этих минералов, присутствуют мусковит, хлоритизированный серицит, обломки кремнистых и эффузивных пород. Цемент в них смешанный, базального и контактового типов, состоящий из силиката и карбоната. Текстура преимущественно слоистая. Следует подчеркнуть, что коллекторские свойства этих песчаников очень низкие, при этом тёмные песчаники по сравнению с более светлыми различиями характеризуются повышенной плотностью. Открытая пористость в них не более 3%, газопроницаемость составляет $0,4 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Светло-серые песчаники более пористые, их пористость достигает 7,5%, а проницаемость – $0,6 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Значения этих параметров очевидно занижены, т.к. они были определены по отдельным кусочкам и при изготвлении цилиндров керн разрушался по открытым трещинам, предопределяющим емкостные и фильтрационные свойства коллектора.

Чёрные сланцы и аргиллиты – крепкие, рассланцованные. Структура лепидобластопелитовая. Количество углистого вещества в них достигает 50%. Для чёрных сланцев и аргиллитов характерна высокая битуминозность по трещинам. Необходи-

мо отметить, что дислоцированность чёрных сланцев не одинакова по площади. Если в пределах площади Оймаша она значительная (углы падения до 75–85°), то на остальных площадях (Жиланды, Ацисор, Северное Карагие, Жетыбай и др.) углы падения пород довольно пологие и породы менее дислоцированы. Наибольшие толщины этих отложений вскрыты на Жетыбай-Узеньской зоне поднятий и прогибов (пл. Жетыбай, скв. 25) и в скв. 17 месторождения Оймаша, которые составили, соответственно, 550 м и более 600 м.

В разрезе среднепалеозойских отложений в скв. 9 месторождения Оймаша пластоиспытателем опробован интервал 3750–3788 м, где получены слабые притоки нефти с признаками газа. В этом интервале содержатся тонкие прослои светлых песчаников и алевролитов, которые, как указывалось выше, имеют более высокие значения коллекторских свойств. Природа этих нефтей пока не ясна, но по своим физико-химическим параметрам они резко отличаются от юрских и приближаются к нефтям триаса. Они малопарафинистые, несмолистые, с низкими значениями плотности и высоким выходом фракции до 300°C. По отдельным показателям эти нефти близки к нефтям каменноугольных отложений месторождения Восточный Каракудук (восток Северного Устюрта), где они являются сингенетичными, вмещающим каменноугольные отложения. Нефти месторождения Восточный Каракудук отличаются резко выраженным метановым составом, что свидетельствует о преимущественно гумусовом составе органического вещества.

На Южном Мангистау чёрные сланцы и аргиллиты среднего палеозоя также обогащены гумусовой органикой и содержат битумы по поверхности трещин и напластований.

По данным углепетрографических определений Э.А. Стеценко, выполненных в 1982 г., заключенные в чёрных сланцах и аргиллитах среднего палеозоя Южного Мангистау рассеянные органические вещества (далее – РОВ) находятся на стадии катагенетического преобразования МК1–МК2. На площади Оймаша в связи со значительным влиянием гранитной интрузии на степень катагенетического преобразования вмещающих пород последние в зоне контакта характеризуются повышенной степенью катагенеза РОВ МК3 (площадь

Оймаша, скв. 15, интервал 3673–3680 м) и свидетельствуют о более активном процессе генерации углеводородов. О том, что отдельные прослои палеозоя можно отнести к нефтепроизводящим породам, также свидетельствуют результаты битуминологических анализов по скв. 9 площади Оймаша, где в интервале 3600–3905 м встречены образцы с содержанием органического углерода 0,7–1%, причем битуминозность органических веществ этих пород не превышает 0,1%. Это определено указывает на происходящий здесь же процесс эмиграции подвижных битуминозных компонентов.

Выше чёрных сланцев среднего палеозоя залегают зеленовато-серые туфопесчаники верхнего палеозоя (скв. 14, 17, 20, месторождения Оймаша), которые в пределах площадей Песчаномысского свода сильно размыты вплоть до полного их исчезновения в апикальных частях мелких палеоблоков и имеют локальное распространение в опущенных палеоблоках.

Наибольшие толщины этих отложений вскрыты в Жетыбай-Узеньской зоне поднятий и прогибов и достигают 200 м в скв. 25 месторождения Жетыбай. Перспективы этой толщи в пределах выше-названной зоны к настоящему времени не установлены, т.к. в разрезах единичных скважин, вскрывших эти отложения, по данным геофизических исследований в скважинах продуктивные пласты-коллекторы не выделены, что, по-видимому, объясняется неблагоприятным их структурным положением. Однако перспективы этой толщи нами оцениваются очень высоко в связи с получением в ней промышленных притоков нефти дебитом 50 м³/сут из скв. 20 (интервал 3507–3526 м), пробуренной на структуре Оймаша, которая осложняет свод Песчаномысского поднятия.

В пределах площадей Жетыбай-Узеньской зоны поднятий и прогибов и Беке-Башкудукского вала, где толщины верхнепалеозойских грубообломочных отложений, вероятнее всего, наибольшие, можно ожидать при благоприятных структурных условиях и наличии высокоёмких коллекторов открытия крупных месторождений нефти и газа. Тем более в пределах площади Тенге, по данным сейсмики 3D, в палеозойских отложениях закартирована крупная антиклинальная структура, перспективы которой нами оцениваются очень высоко.

Условно к средне-верхнепалеозойскому НГК следует отнести кору выветривания, развитую в апикальной части гранитного массива, которая сверху перекрывается кровельной непрорванной частью роговиковых черных сланцев. Из этих отложений на площади Оймаша в скв. 12 был получен фонтан нефти дебитом 350 м³/сут (интервал 3720–3773 м). Получение нефти из выветрелой части гранитного массива послужило толчком к изучению генезиса, условий формирования залежей нефти и коллекторских свойств этого комплекса. Но, к сожалению, до настоящего времени так и нет единого мнения о природе этих нефтей.

Граниты были вскрыты в сводовой части структуры Оймаша скв. 9, 10, 12, 18, 19, 20 и 25. Верхняя часть гранитного массива претерпела сильные вторичные изменения, связанные с экзогенными процессами выветривания. Процессы выветривания выражены в развитии структур дробления и вторичной минерализации. Конечным продуктом этих изменений является глинистый минерал каолинит, что свидетельствует о развитии коры выветривания по гранитам. Так, например, в скв. 12 и 25 встречены зоны с сильно выветрелыми гранитами, где частично сохранен только скелет из кварцевых зёрен, а полевые шпаты и другие компоненты преобразованы в глинистую массу.

Результаты люминесцентно-битуминологических исследований, включая люминесцентную микроскопию, подтверждают эпигенетический тип битумоида в выветрелых гранитах. Фоновая битуминозность их не превышает 0,001%. В люминесцентных шлифах хорошо видна приуроченность легкого маслянистого битумоида к сообщающимся микротрещинам. Эти наблюдения позволили И.А. Половниковой и В.В. Грибкову [2] в 1981 г. сделать вывод о формировании залежей в коре выветривания за счёт генерации углеводородов среднепалеозойскими чёрными сланцами и аргиллитами.

Выветрелые граниты являются высокоёмкими коллекторами с проницаемостью 30×10^{-15} м². Подобные ловушки нефти, связанные с корой выветривания гранитов, могут быть неединственными, и поиски скоплений нефти и газа в коллекторах подобного типа являются актуальными, особенно на морских структурах Н и Ракушечное-море.

Среднепалеозойские чёрные сланцы и аргиллиты могут рассматриваться как нефтегазоматеринские породы высокого качества. Региональной покрывкой для средне-верхнепалеозойского НГК служат аргиллиты индского яруса нижнего триаса, доказательством чего является получение из подстилающих терригенных отложений верхнего палеозоя фонтана нефти на площади Оймаша. Кроме того, в рассматриваемом НГК широко распространены зональные покрывки, представленные аргиллитами и сланцами.

Нижнетриасовый НГК в объёме оленекского яруса сложен разнофациальной терригенной и терригенно-карбонатной толщей. Терригенная часть разреза (месторождения Узень, Жетыбай) оленёнка однозначно обоснована фауной аммонидей, где на основе их выделены следующие литолого-стратиграфические пачки (снизу вверх): тиралитовая, колумбитовая и стахеитовая [3]. В свою очередь терригенно-карбонатная часть (месторождения Южный Жетыбай, Тасбулат, Тенге и др.) обоснована в основном комплексом солонатоводных остракод. Последние некоторыми исследователями (В.В. Липатова, Ю.А. Волож, Л.П. Дмитриев и др.) [4] берутся за основу стратиграфического расчленения триаса как единственно возможные показатели возраста карбонатных пород, т.е. этими авторами карбонатно-терригенная часть оленёнка стратифицируется со средним триасом, тем самым ими элементарно нарушен I закон фаций Гресля.

Карбонатно-терригенная часть триаса некоторыми авторами обоснованно была отнесена к оленёкскому ярусу нижнего триаса с выделением в ней вышеназванных литолого-стратиграфических пачек [3, 5].

Нижнетриасовый карбонатно-терригенный НГК характеризуется максимальной для доюрских отложений Южного Мангистау нефтегазоносностью, причём выше приводимые в тексте литолого-стратиграфические пачки в полном объёме распространены в пределах площадей Южный Жетыбай, Тасбулат, Тенге и др., осложняющих южную часть Жетыбай-Узеньской зоны поднятий и прогибов. К западу от этих площадей наблюдается сокращение объёмов этих пачек (месторождения Северо-Западный Жетыбай, Северное Карагие и др.) до полного их выклинивания под нижнеюрские отложения (месторождение

Западный Жетыбай, скв. 24). К северу от этой части наблюдается литолого-фациальное замещение карбонатно-терригенных пород терригенными (скв. 100, месторождение Бектурлы, и скв. 25, месторождение Жетыбай).

В пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятия под среднетриасовыми глинами залегает карбонатно-терригенная толща тиралитовой зоны, а на площади Оймаша (Песчаномысский свод) – низы этой толщи в объёме продуктивного горизонта Б. Горизонты А и АБ здесь полностью выпадают из разреза. Таким образом, рассматриваемая карбонатно-терригенная толща в пределах площадей Южного Мангистау регрессивно, со стратиграфическим несогласием перекрывается глинистыми отложениями среднего триаса, а в пределах пл. Западный Жетыбай, скв. 24, эта толща полностью выпадает из разреза, а нижнеюрские отложения трансгрессивно перекрывают красноцветы индского яруса нижнего триаса.

В карбонатно-терригенном НГК нижнего триаса промышленные залежи нефти и газа установлены на площадях Южный Жетыбай, Тасбулат, Западный Тасбулат, Западный Тенге, Каменистое (продуктивные горизонты Т-I, Т-IV), Северо-Ракушечное, Оймаша (продуктивные горизонты А, АБ и Б) и др. Незначительные притоки нефти и газа получены на площадях Узень, Актас, Тенге, Жиланды, Сарсенбай и др. Выявленные месторождения расположены в пределах Жетыбай-Узеньской и Песчаномысско-Ракушечной зон поднятий и прогибов.

Характерным для этого комплекса пород является зональность в распространении высокоёмких карбонатных коллекторов по площади месторождения, которые преимущественно тяготеют к ареалам глубинных разломов. Так, например, в пределах Северо-Ракушечной площади эти коллекторы прослеживаются в виде узкой полосы (ширина не более 500 м) с юго-востока на северо-запад. Все скважины (14, 19, 9, 5, 8, 21, 23 и др.), пробуренные в контуре этой полосы, при раздельном опробовании горизонтов А и Б дали промышленные притоки нефти и газа. По-видимому, эта полоса высокоёмких карбонатных коллекторов связана с тектонической активностью, проявленной в предсреднетриасовое время, в результате

которой образовались зоны трещиноватых коллекторов (рис. 1).

Линейность в распределении зон улучшенных коллекторов, по-видимому, отражает влияние разломов. Подвижки по ним, особенно это относится к активизировавшимся древним разломам, вероятно, создали зоны повышенной трещиноватости. Основные теоретические вопросы происхождения трещиноватости рассмотрены в монографии К.И. Багринцевой [6], в которой автор подчеркивает, что «вопрос влияния разрывных нарушений на формирование трещиноватости очень важен, но слабо разработан, хотя имеется немало примеров наличия повышенной густоты трещин в приразломных зонах и признаётся несомненная роль последних для процессов миграции и образования скоплений углеводородов». Таким образом, связь зон трещиноватости с глубинными разломами позволяет более целенаправленно вести их поиски и рационально размещать поисковые и разведочные скважины.

Верхнетриасовый НГК распространен на территории Южного Мангистау менее широко, чем нижнетриасовый. Этот комплекс трансгрессивно залегает на аргиллитовой толще среднего триаса (анизий-ладинский ярус). Отложения этого комплекса пройдены бурением в юго-западной части Жетыбай-Узеньской зоны поднятий и прогибов на месторождениях Южный Жетыбай, Каменистое, Северо-Западный Жетыбай, Северное Карагие, Тасбулат и Западный Тасбулат; в Песчаномысско-Ракушечном сводовом поднятии на площадях Ракушечное, Жага, Оймаша, Жиланды и Ацисор. Они частично вскрыты в пределах Южно-Мангистауско-Устюртской системы прогибов на площадях Арата, Баскумак, Жанаорпа, Кариман, Курганбай и Каунды.

Литологически разрез верхнего триаса представлен ритмичным чередованием алевролитово-песчаных и аргиллитовых пород, а в основании (базальный слой) – гравелитами и конгломератами.

Коллекторами в этих отложениях являются пласты песчаников и гравийно-конгломератовая толща базального слоя. Суммарная толщина их изменяется от 50 до 100 м, открытая пористость от 15 до 21,4%, проницаемость изменяется от $1,2 \times 10^{-15}$ до 10×10^{-15} м².

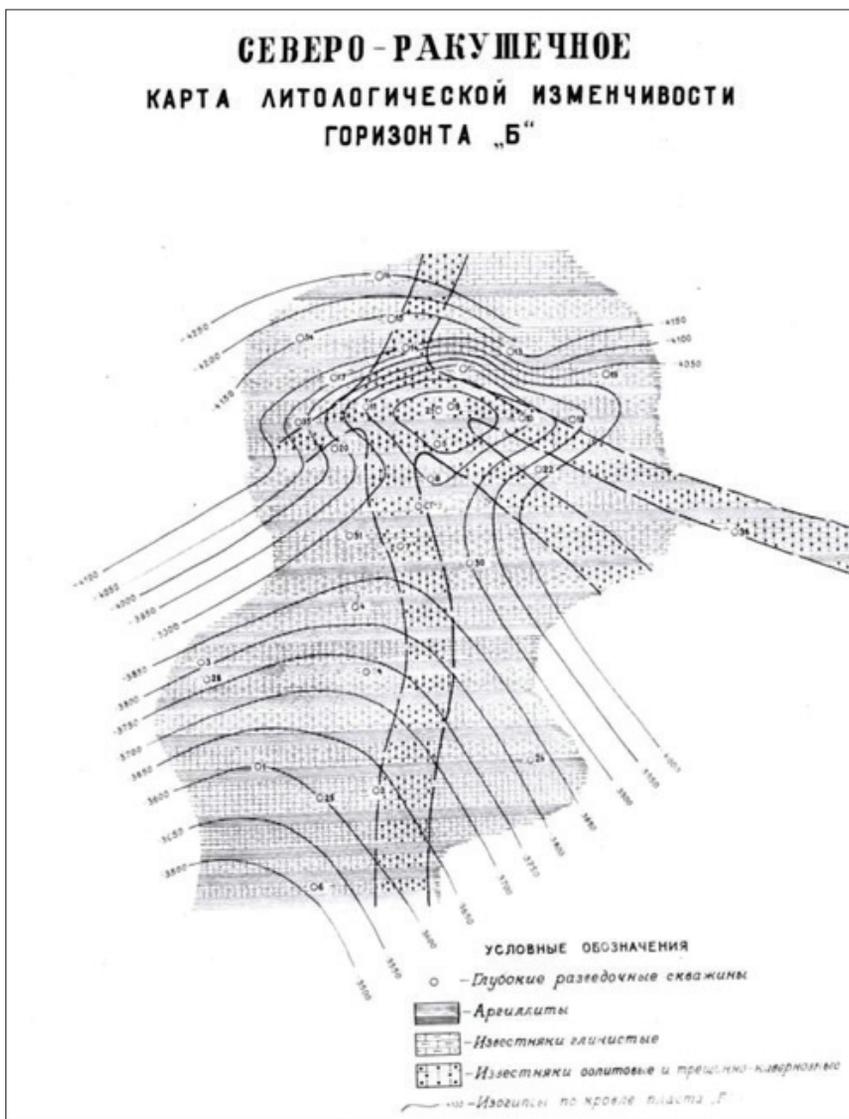


Рисунок 1. Площадь Северо-Ракушечное. Карта литологической изменчивости горизонта Б

Притоки нефти и газа из верхнетриасовых отложений были получены на площадях Южный Жетыбай, Каменистое, Западный Тасбулат, Северо-Западный Жетыбай, Северное Карагие, Северо-Ракушечное и др.

Таким образом, систематизируя результаты опробования, геохимических анализов нефтей, анализов керн можно сделать следующие выводы:

1. Имеющиеся незначительные данные по содержанию органического углерода в осадочных отложениях среднего-верхнего палеозоя и анализ его состава свидетельствуют о сингенетичной приро-

де РОВ. Кроме палеозойских отложений, значительное количество дисперсного органического вещества содержится и в карбонатно-терригенной толще оленёкского яруса, что позволяет сделать вывод о первичной генерации в них углеводородов.

2. Среднепалеозойская нефтегенерирующая толща битуминозных чёрных сланцев и аргиллитов имеет широкое распространение не только в пределах Южного Мангистау, но и всего Арало-Каспийского региона, выше которой залегают грубообломочные верхнепалеозойские породы. Последние почти повсеместно перекрываются континентально-лагуны-

ми красноцветными отложениями индско-го яруса нижнего триаса, которые служат надежным флюидопором для залегающих ниже средне-верхнепалеозойских отложений.

3. НГК, связанный корой выветривания верхнепалеозойского гранитного массива, является перспективным объектом для постановки поисково-разведочных работ в пределах площадей Песчаномыско-Ракушечного свода, а также прилегаю-

щих к нему морских палеозойских структур Нурсултановская и Морская-Ракушечная.

4. Оленёкские карбонатно-терригенные отложения нижнего триаса являются регионально нефтегазоносными для всего Арало-Каспийского региона.

5. Верхнетриасовые терригенные отложения являются перспективным объектом для поисков и разведки в них залежей нефти и газа в пределах площадей Арало-Каспийского региона.

Список использованной литературы

1. Боранбаев К.Х., Руднев А.Н., Титов Б.И. и др. К вопросу о строении и условиях формирования триасовых отложений Мангышлака в связи с перспективами их нефтегазоносности. – Изв. АН. Каз. ССР. Сер. Геол., 1979, №1 // Boranbayev K.Kh., Rudnev A.N., Titov B.I. et al. K voprosu o stroenii i usloviyah formirovaniya triasovykh otlozhenij Mangyshlaka v svyazi s perspektivami ih neftegazonosnosti [On the question of the structure and formation conditions of the Triassic deposits of Mangyshlak in connection with the prospects for their oil and gas potential]. – Izv. Academy of Sciences. KazSSR. Ser. Geol., 1979, №1.

2. Грибков В.В., Беликова А.Р., Гаврилова В.А., Половникова И.А. и др. Комплексное геохимическое и палеонтологическое исследование флюидов и горных пород месторождений и разведочных площадей северного и южного бортов Южно-Мангышлакского прогиба. – ВНИГРИ, фонды, 1981 // Gribkov V.V., Belikova A.R., Gavrilova V.A., Polovnikova I.A. et al. Kompleksnoe geohimicheskoe i paleontologicheskoe issledovanie fljuidov i gornyh porod mestorozhdenij i razvedochnyh plotshadej severnogo i juzhnogo bortov Juzhno-Mangyshlaksogo progiba [Comprehensive geochemical and paleontological study of fields and exploration targets' fluids and rocks of of the northern and southern sides of the South Mangyshlak trough]. – VNIGRI, funds, 1981.

3. Боранбаев К.Х. Перспективы поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Южного Мангистау // Boranbayev K.Kh. Perspektivy poiskov zalezhej nefiti i gaza v paleozojskikh otlozhenijah Juzhnogo Mangistau [Prospects for exploration of oil and gas deposits in the Paleozoic deposits of the Southern Mangistau].

4. Арбузов В.Б., Волож Ю.А., Данилин А.Н., Дмитриев Л.П., Козмодемьянский В.В., Липатова В.В., Салов Ю.А., Хафизов И.А. Триас южного Мангышлака. Труды ВНИГНИ. Выпуск 224. – М., Недра, 1981, 210 с. // Arbutov V.B., Volozh Ju.A., Danilin A.N., Dmitriev L.P., Kozmodem'janskij V.V., Lipatova V.V., Salov Ju.A., Hafizov I.A. Trias juzhnogo Mangyshlaka [Triassic deposits of the Southern Mangyshlak]. [Proceedings of All-Russian research geological oil institute]. Issue 224. – Moscow, Nedra, 1981, 210 p.

5. Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С., Боранбаев А.К. и др. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангистау. – Геология Казахстана, 2002, №2 // Boranbayev K.Kh., Dzhanseitov N.S., Boranbayev A.K. i dr. Voprosy korrelyacii triasovykh otlozhenij Juzhnogo Mangistau [Issues of correlation of Triassic deposits of the Southern Mangistau]. – Geologija Kazahstana [Geology of Kazakhstan], 2002, №2.

6. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М., Недра, 1982, 256 с. // Bagrintceva K.I. Treshhinovatost' osadochnyh porod [Fracturing of sedimentary rocks]. Moscow, Nedra, 1982, 256 p.

ОҢТҮСТІК МАҢҒЫСТАУДЫҢ ЮРА ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ МҰНАЙЛЫ-ГАЗДЫ КЕШЕНДЕРІ ЖӘНЕ ОЛАРДЫҢ СИПАТТАМАСЫ

К.Х. Боранбаев, А.К. Боранбаев

Мақала іздеу-барлау жұмыстарының әрі қарайғы бағытын анықтау бойынша ұсыныстар келтіре отырып, Оңтүстік Маңғыстаудың юраға дейінгі кешенін талдау мысалындағы геологиялық құрылымның ерекшеліктеріне арналған.

Негізгі сөздер: Оңтүстік Маңғыстаудың мұнай-газ кешендері, органикалық заттар, литологиялық-фациалдық өзгергіштік.

OIL AND GAS BEARING COMPLEXES OF THE PRE JURASSIC DEPOSITS OF SOUTHERN MANGISTAU AND THEIR CHARACTERISTICS

K.Kh. Boranbayev, A.K. Boranbayev

The article is devoted to the features of the geological structure on the example of the analysis of the pre-Jurassic complex of the South Mangistau with recommendations for determining the further direction of prospecting and exploration.

Keywords: oil and gas complexes of South Mangistau, organic matter, lithofacies variability.

Информация об авторах

Боранбаев Ким Хусаинович – канд. геол.-мин. наук.

Боранбаев Анвар Кимович – независимый эксперт Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Министерства энергетики Республики Казахстан, jobvaric@mail.ru.

УДК 551.736.3+551.761(574.11)

МРНТИ 38.53.23

<https://doi.org/10.54859/kjogi108582>

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕПЕРМСКИХ И ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЧАГАНАК

Н.А. Пронин¹, А.П. Пронин², Т.Е. Джумабаев¹, Р.Н. Утеев¹

¹ Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

² ТОО «Казкорресеч», г. Атырау, Казахстан

В статье рассматриваются результаты части исследований, наработок, а также приобретенного опыта при выполнении проекта по изучению керн триасовых и татарского горизонтов месторождения Карачаганак. Данный проект включал в себя как непосредственную работу с керновым материалом, проведение на нём ряда лабораторных исследований с целью определения условий осадконакопления, понимания их распространения, определения возраста пород, их качественных и количественных характеристик, так и фауциальное моделирование для получения фауциальных карт, корреляционных схем и профилей. Одним из наиболее интересных и важных этапов выполнения проекта является биостратиграфический анализ и построение на его основе корреляционной схемы для проведения качественной корреляции разреза, являющейся базисом в определении условий осадконакопления и понимания их простираения в пространстве.

Ключевые слова: триас, верхняя пермь, остракоды, корреляция.

В ходе выполнения проекта по изучению керн триасовых и татарского горизонтов месторождения Карачаганак использовался керновый материал пяти скважин №№ XX-2, XX-3, XX-4, XX-5, XX-6 (рис. 1.) общей длиной 330 м, шлам одной из этих скважин, XX-4, а также результаты предыдущих исследований по скв. XX-1. При литологическом описании кернового материала был проведен поиск под биноклем фаунистических остатков по плоскостям напластования пород. При осмотре керн из трёх скважин были найдены и определены единичные раковины конхострак. Также при осмотре керн скв. XX-5 в интервале 742,17–742,25 м была найдена верхнечелюстная кость раннего архозавра светло-серого цвета. Для определения возраста по остракодам были отобраны благоприятные для них глинистые породы в количестве 44 образцов, из которых в 11 образцах были найдены комплексы остракод. Также для полного освещения разреза был изучен шлам скв. XX-4 в количестве 257 проб шлама (интервал 300–2640 м).

Триасовые отложения месторождения Карачаганак освещены керном неравномерно (рис. 2), керн отобран в основном из нижней части разреза, а верхняя часть разреза охарактеризована единичными

выносами керн (из-за отсутствия каротажа скв. XX-6 разрез этой скважины в схеме не приведен), поэтому литологическая характеристика интервалов разреза, в которых керн не отобран, приведена по данным изучения шлама разреза скв. XX-4. В этой скважине по литологическим и биостратиграфическим данным, полученным в результате изучения шлама скважины (рис. 3), выделены верхнепермские и триасовые отложения.

Верхнепермские отложения татарского яруса вскрыты только скв. XX-4 в интервале 2563–2640 м (забой), они характеризуются однородным литологическим составом и представлены глинами красно-коричневыми, участками алевритистыми, некарбонатными, с единичными прослоями или включениями известняков микрозернистых (типа мадстоуна) (1–3% от общего разреза), коричнево-серых, серых, светло-серых, песчаников тонкозернистых (1–5% от общего разреза), светло-серых, кварц-полевошпатового состава, с карбонатным цементом и обломков кремнистых пород угловато-окатанной формы, размером 0,5–1 мм. Характеристика литологических особенностей разреза верхнепермских отложений по керну в основном представлена алевритами,

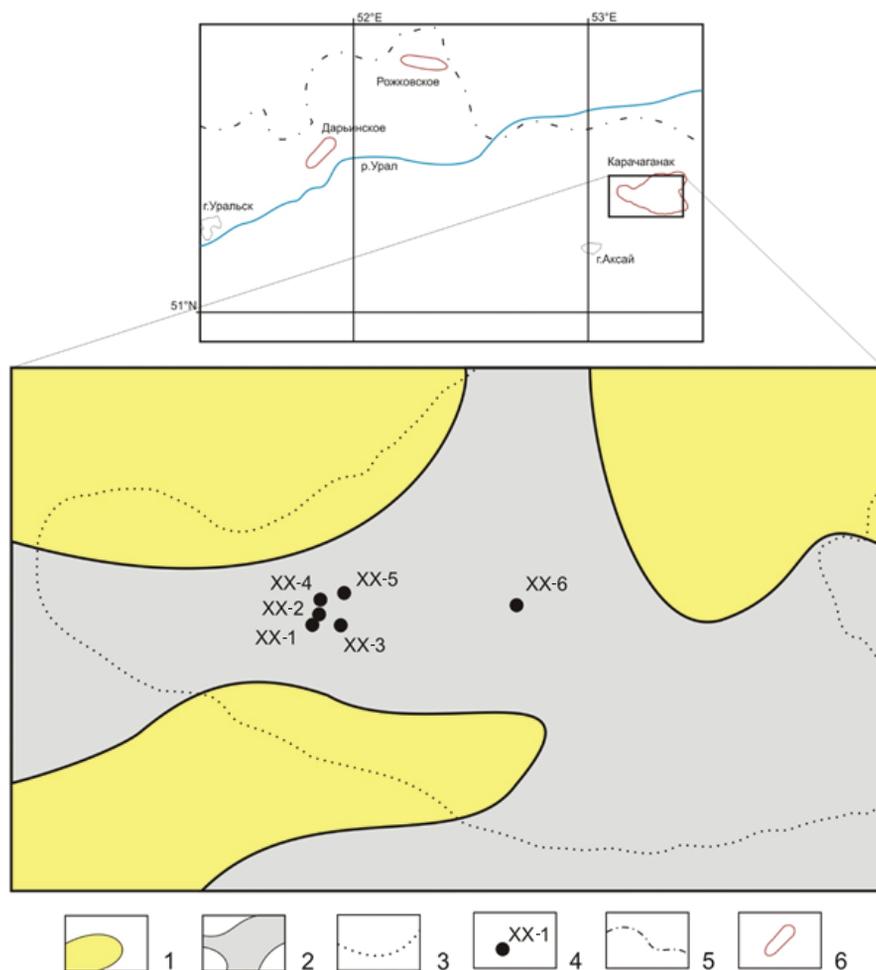


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

1 – контур соляных куполов; 2 – межкупольная мутьда; 3 – контур месторождения; 4 – скважина, номер скважины; 5 – государственная граница Республики Казахстан; 6 – месторождения

глинами, песчаниками тонкозернистыми различных оттенков серого цвета, текстура слоистая, косослоистая, желобковая. Встречена частая, слабая биотурбация. Разрез в основном выдержанный, толщина прослоев, представленных глинистым материалом, достигает 10 м, интервалы песчаника по толщине не достигают 3 м.

Возраст выделенных в скв. XX-4 верхнепермских отложений татарского яруса подтвержден в интервалах кернa 2564,50–2564,55 м и 2574,00–2574,05 м комплексом остракод *Suchonellina parallela* Spizh., *Suchonellina inornata* Spizh., *Suchonellina trapezoides* Shar., *Suchonellina futschiki* Kash., *Suchonellina alia* Mish., *Suchonellina spizharskyi* Posn (рис 4. А.), а также встречаются единичные

рыбные чешуи фосфатного состава темно-коричневого цвета. По данным изучения шлама, начиная с глубины 2566 м, в разрезе появляются единичные обломки раковин *Suchonellina* sp., затем на глубине 2572 м встречаются единичные остракоды хорошей сохранности (*Suchonellina parallela* Spizh., *Suchonellina inornata* Spizh.), на глубине 2582 м встречаются единичные остракоды хорошей сохранности (*Suchonellina parallela* Spizh., *Suchonellina trapezoides* Shar., *Darwinula* cf. *temirensis* Kukh., *Darwinula* ex gr. *pyriformis* Kash.), в интервале 2600–2640 м встречаются остракоды хорошей сохранности (*Suchonellina parallela* Spizh., *Suchonellina inornata* Spizh., *Suchonellina trapezoides* Shar., *Suchonellina futschiki* Kash. (рис 4. В.),

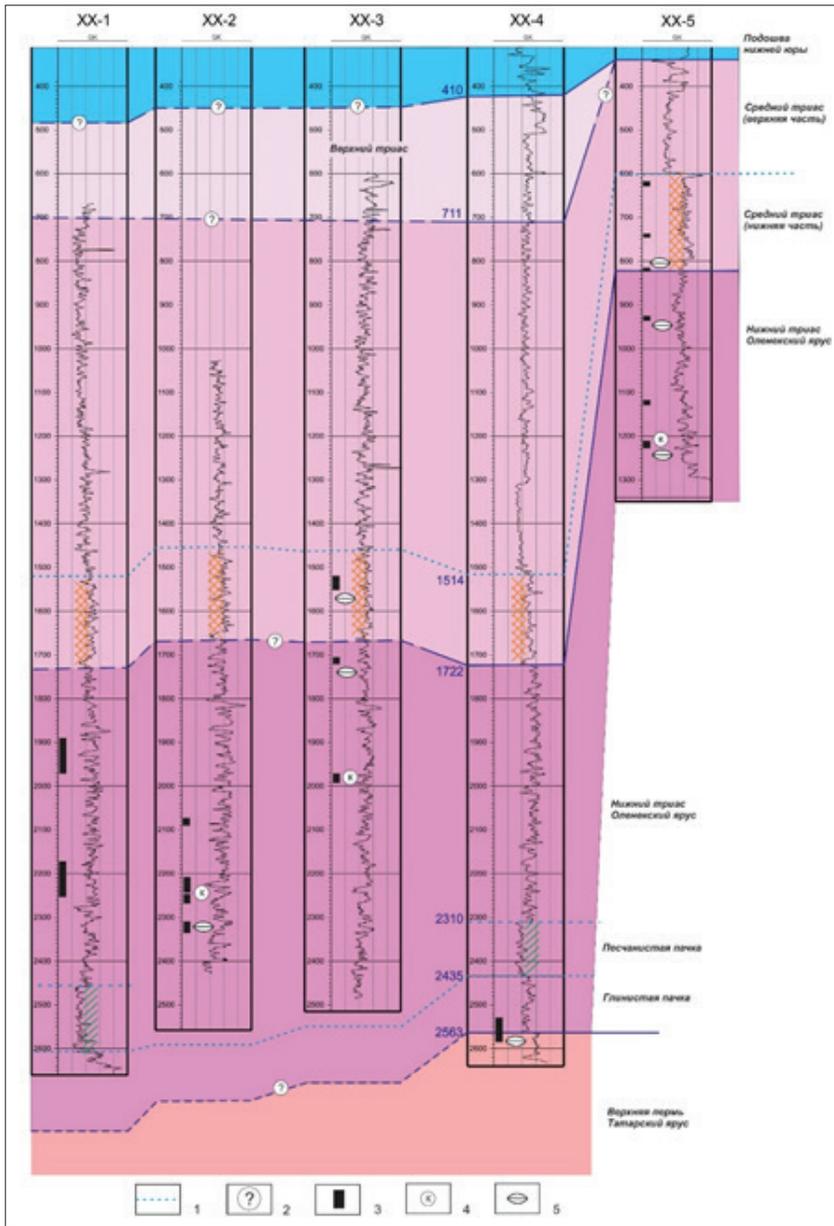


Рисунок 2. Схема корреляции триасовых отложений скважин месторождения Карачаганак

1 – границы по каротажным данным; 2 – предполагаемая стратиграфическая граница; 3 – интервал выноса керна; 4 – конхостраки; 5 – остракоды

также на глубине 2640 м встречены единичные харовые водоросли (харофиты). Встреченные в керне и шламе комплексы остракод, по данным Кухтинова Д.А. и др. [1], характерны для татарского яруса верхней перми Прикаспийской впадины.

Нижнетриасовые отложения, вскрытые скв. XX-4, разделены на нижнюю часть

– нерасчлененные оленекские отложения и предположительно индские отложения (не подтвержденные микрофауной) – и верхнюю часть – оленекские отложения, подтвержденные микрофауной.

Скв. XX-4 в интервале 1960–2563 м вскрыты нижнетриасовые отложения, включающие нерасчленённые отложения

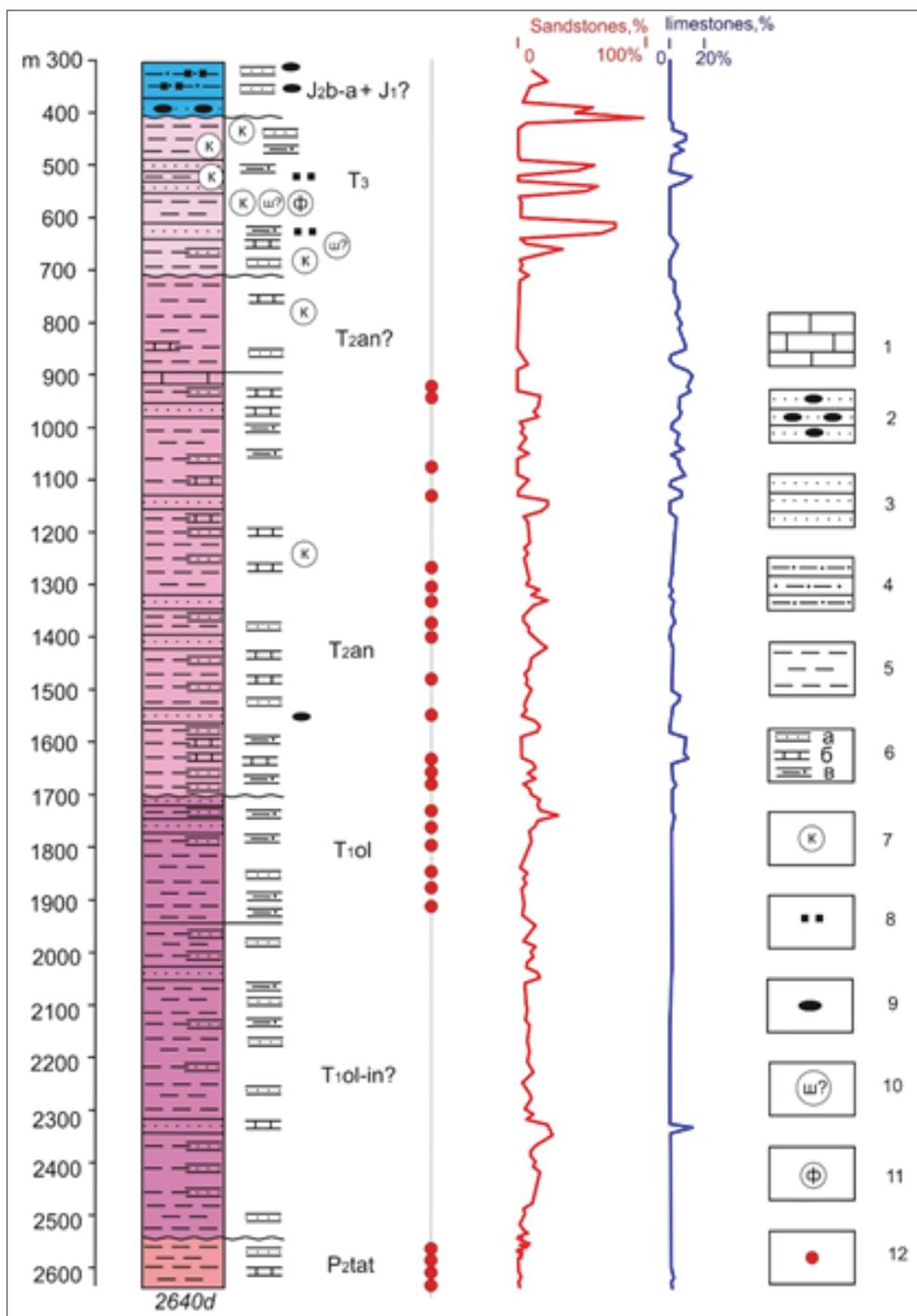


Рисунок 3. Литолого-стратиграфический разрез скв. XX-4 по данным изучения шлама

1 – известняки глинистые; 2 – гравелиты, конгломераты; 3 – песчаники; 4 – алевролиты; 5 – глины, глины аргиллитоподобные; 6 – прослои: а) песчаника; б) известняка; в) алевролита; 7 – зерна кальцита округлой формы; 8 – примесь углистого материала; 9 – литокласты кремнистых пород гравийной размерности; 10 – предположительно шамозит; 11 – зерна фосфатного состава; 12 – интервалы, в которых определены остракоды



Рисунок 4. Фаунистические остатки, характеризующие отложения верхней перми и нижнего триаса скважин месторождения Карачаганак

А) Комплекс остракод татарского яруса верхней перми. Скв. XX-4, керн, интервал 2564,50–2564,55 м; В) Комплекс остракод татарского яруса верхней перми. Скв. XX-4, шлам, интервал 2600–2630 м; С) Комплекс остракод оленёкского яруса, нижнего триаса. Скв. XX-2, керн, интервал 2316,70–2316,75 м; D) Комплекс харовых водорослей (харофитов) нижнего триаса, оленёкский ярус. Скв. XX-3, керн, интервал 1718,30–1718,35 м; E) Известковистые водоросли неясной систематики в виде трубчатых образований, нижний триас, оленёкский ярус. Скв. XX-5, керн, интервал 1219,30–1219,35 м; F) Рыбные остатки в виде чешуй коричневого цвета, нижний триас, оленёкский ярус. Скв. XX-5, керн, интервал 933,10–933,15 м.

оленекского яруса и предположительно индского яруса (не подтвержденные микрофауной, в отличие от нижележащих верхнепермских отложений татарского яруса), по шламу характеризуются однородным литологическим составом и представлены глинами красно-коричневыми, коричневыми, участками алевролитистыми, некарбонатными. Для всего глинистого разреза нижнего триаса, не подтвержденного микрофауной, характерны прослои песчаников тонко-мелкозернистых (содержание в разрезе составляет от долей процента до 5–10%, участками в интервале 2040–2050 м – 15–20% от общего разреза, в интервале 2400–2440 м – 15–20% от общего разреза), участками мелкозернистых, коричневых, красно-коричневых, участками с серыми пятнами, реже серых, с глинистым цементом, участками с карбонатным цементом, песчаников мелко-среднезернистых (содержание в разрезе составляет от долей процента до 1–3%, в интервале 2330–2360 м – 20–30% от общего разреза), светло-серых, кварц-полевошпатового состава, возможно, с примесью единичных обломков кремнистых пород (доли процента от общего разреза) угловато-окатанной

формы размером 0,5–1 мм, с карбонатным цементом, участками с глинистым цементом, алевролитов коричневых, некарбонатных (содержание в разрезе составляет от долей процента до 5%), известняков тонкозернистых (типа мадстоуна) розовых, красно-коричневых (в верхней части 1–2% от общего разреза, в нижней от полного отсутствия до долей процента). На глубине 2330 м встречены прослои известняков тонкозернистых (типа мадстоуна), светло-серых, белых (10% от общего разреза).

Нижнетриасовые отложения оленекского яруса подтвержденные микрофауной, вскрыты скв. XX-4 в интервале 1722–1960 м, характеризуются однородным литологическим составом и представлены глинами красно-коричневыми, коричневыми, в верхней части участками зелено-серыми, некарбонатными; также встречены известковистые водоросли неясной систематики в виде трубчатых образований, сложенных кальцитом. Для всего глинистого разреза нижнего триаса характерны прослои (содержание в разрезе составляет от долей процента до 5–10%, в верхней части в интервалах 1710–1720 м (15–20% от общего разреза) и 1740–1750 м

(15–35% от общего разреза) песчаников мелко-среднезернистых, светло-серых, коричневых, участками слабосцементированных до состояния песка, кварц-полевошпатового состава, с глинистым цементом, участками с карбонатным цементом, песчаников (содержание в разрезе составляет от долей процента до 5–10%, редко до 15%) тонко-мелкозернистых, участками мелкозернистых, коричневых, с глинистым цементом и алевролитов коричневых, некарбонатных (содержание в разрезе составляет от долей процента до 5–10%). Также для всего глинистого разреза нижнего триаса характерны прослойки известняков тонкозернистых (типа мадстоуна), розовых, красно-коричневых (1–3% от общего разреза) и примесь единичных обломков кремнистых пород (доли процента) угловато-окатанной формы, размером 0,5–1 мм.

Литологический разрез отложений нижнего триаса по керну в основном представлен песчаниками мелкозернистыми, среднезернистыми, алевролитами, глинами, конгломератами различных оттенков серого и коричневого цветов; текстура представлена различными типами слоистости: горизонтальной слоистостью, косослоистой, конволютной и желобковой. Характерно активное присутствие горизонтальной биотурбации с различной степенью интенсивности и единичные вертикальные ходы, большое количество илистых обломков, наличие трещин усыхания и синерезиса. Толщина однородных прослоев, представленных песчаником, достигает 10 м, также присутствуют интервалы с частым переходом из песчаника в более мелкозернистые и глинистые прослои, толщина прослоев в таком случае не достигает 30 см. Наблюдается дифференциация зёрен по размеру – как снизу вверх по интервалу, так и наоборот.

В шлеме скв. XX-4 встречены следующие остракоды в основном хорошей сохранности: глубина 1730 м – *Darwinula aff. lacrima* Star., глубина 1750 м – *Gerdalia aff. dactyla* Bel., *Darwinula oblonga* Star., глубина 1780 м – *Gerdalia analoga* Star., *Gerdalia* sp., глубина 1800 м – *Darwinula pseudoinornata* Bel., глубина 1840 м – *Darwinula aff. postparalella* Mish., *Darwinula oblonga* Star., *Darwinula rotundata* Lub., *Darwinula aff. longissima* Btl., *Darwinula cf. sp.*, *Gerdalia dactyla* Bel., *Gerdalia analoga* Star., *Clinocypris aff. confertus* Star., глуби-

на 1860 м – *Gerdalia dactyla* Bel., глубина 1880 м – *Clinocypris confertus* Star., глубина 1910 м – *Darwinula aff. regal* Mish. Возраст выделенных отложений нижнего триаса подтвержден в интервалах керна: так, в скв. XX-2, интервал 2316,70–2316,75 м, встречен комплекс остракод оленёкского яруса нижнего триаса (рис 4, С.): *Clinocypris elongata* Schn., *Darwinula aff. aceris* Mish., *Darwinula aff. temporalis* Mish., *Darwinula aff. lacrima* Star., *Darwinula aff. conspecta* Star., *Gerdalia aff. clara* Mish., *Gerdalia delicata* Star., *Gerdalia aff. variabilis* Mish., а также встречены харовые водоросли (харофиты); в скв. XX-3, интервал 1718,30–1718,35 м, встречен комплекс остракод оленёкского яруса нижнего триаса: *Darwinula aff. accepta* Lub., *Darwinula aff. ingrata* Lub., *Darwinula aff. pseudoinornata* Bel., *Darwinula aff. accuminata* Bel., *Gerdalia aff. noinskyi* Bel., *Gerdalia aff. wulgensis* Bel., *Gerdalia aff. dactyla* Bel., а также встречены харовые водоросли (харофиты) (рис 4, D.); в скв. XX-5, интервал 1219,30–1219,35 м, встречен комплекс остракод оленёкского яруса нижнего триаса: *Gerdalia variabilis* Misch., *Darwinula aff. pseudoinornata* Bel., *Darwinula aff. adducta* Lub., а также известковистые водоросли неясной систематики в виде трубчатых образований (рис 4, E.). В скв. XX-5, интервал 926,35–926,40 м, встречен комплекс остракод предположительно оленёкского яруса нижнего триаса: *Gerdalia aff. dactyla* Bel., *Darwinula oblonga* Star., в интервале 933,10–933,15 м встречены рыбные остатки в виде чешуй (рис 4, F.) и фосфатные остатки коричневого цвета. В скв. XX-6, интервалы 1991,80–1991,85 м и 2000,50–2000,55 м встречен комплекс остракод оленёкского яруса нижнего триаса: *Darwinula ex. gr. rotundata* Lub., *Darwinula aff. temporalis* Mish., *Darwinula lacrima* Star., *Gerdalia aff. ampla* Mish., *Gerdalia aff. clara* Mish., *Gerdalia delicata* Star., *Gerdalia* sp. Встреченные в керне и шлеме комплексы остракод, по данным В.В. Липатовой и Н.Н. Старожиловой, характерны для оленёкского яруса нижнего триаса Прикаспийской впадины [2].

При осмотре керна трёх скважин были найдены единичные раковины конхострак, которые были определены до вида. Так, в скв. XX-5, интервал 1219,30–1219,35 м, встречены единичные раковины конхострак хорошей сохранности: *Estheriina udorica* Mol., *Estheriina aequalis* Lutk., в

скв. ХХ-2, интервал 2243,45–2243,50 м, встречены единичные раковины конхострак хорошей сохранности: *Cyclestheria rossica* Nov., *Pseudestheria longa* Nov. (рис 5, А.), в скв. ХХ-3, интервал 1984,60–1984,65 м, встречена единичная раковина конхострак хорошей сохранности: *Limnadia* aff. *alsatica* Nov. По данным В.В. Липатовой и А.Ю. Лопато, встреченные виды конхострак характерны для оленёкского яруса нижнего триаса Прикаспийской впадины [3].

Полная толщина нижнего триаса в скв. ХХ-4 составляет 841 м, и можно уверенно утверждать, что толщины такого порядка и немного более вскрыты скв. ХХ-1, ХХ-2 и ХХ-3 (рис. 2). В нижней части разреза нижнего триаса скв. ХХ-4 можно выделить по каротажным данным глинистую и песчаную пачки, которые выделяются в разрезе нижнего триаса скв. ХХ-1.

Скв. ХХ-4 в интервале 920–1700 м вскрыты среднетриасовые отложения анизийского яруса, подтвержденные микрофауной, которые характеризуются однородным литологическим составом и представлены глинами, участками глинами аргиллитоподобными, красно-коричневыми, коричневыми, реже зелено-серыми, желто-коричневыми, некарбонатными, участками слабо карбонатными. Для всего глинистого разреза характерны прослои (содержание в разрезе составляет 5–10%) песчаников мелко-среднезернистых, светло-серых, участками слабосцементированных до состояния песка, кварц-полевошпатового состава, с примесью единичных обломков кремнистых пород окатанной формы размером 0,5–1 мм, в интервале 1560–1590 м – размером 1–2 мм, с глинистым цементом, участками с карбонатным цементом. Необходимо отметить, что в интервале 930–980 м песчаники мелко-среднезернистые, участками песчаники средне-крупнозернистые составляют 15–20% от общего разреза, в интервале 1130–1160 м – 20–25% от общего разреза, в интервале 1310–1330 м – 10–25% от общего разреза, в интервалах 1400–1430 м – 10–25% от общего разреза, в интервале 1560–1590 м – 15–20% от общего разреза. Также для всего глинистого разреза характерны прослои известняков (содержание в разрезе составляет от одного процента до 5–10%, редко до 15%) тонкозернистых (типа мадстоуна), розовых, красно-коричневых, желто-коричневых (возможно, каличе), участ-

ками с примесью 20–30% зёрен кварца и полевого шпата, размером 0,1–0,2 мм, также участками с примесью единичных раковин остракод, алевролитов красно-коричневых, реже зелено-серых, некарбонатных (содержание в разрезе составляет доли процента, в нижней части до 5–10%), песчаников тонкозернистых, участками тонко-мелкозернистых, коричневых, с глинистым цементом (содержание в разрезе составляет от долей процента до 5–10%). Также в верхней части среднетриасовых отложений встречены единичные зёрна кальцита коричневого цвета, округлой формы, размером 0,1–0,3 мм и их сростки.

Скв. ХХ-4 в интервале 720–910 м вскрыты предположительно среднетриасовые отложения, в которых микрофауна не найдена (возможно, она здесь присутствует, но не найдена из-за малого количества микрофауны в шлеме, а также недостаточного количества предоставленного шлама для изучения – 100–150 г). Однако по литологическому составу они отличаются от вышележащих верхнетриасовых отложений и имеют схожий состав с нижележащими среднетриасовыми отложениями, подтвержденными микрофауной, поэтому отложения в интервале 720–910 м датированы предположительно средним триасом. Необходимо отметить, что граница между предполагаемыми и подтвержденными биостратиграфическими данными среднетриасовыми отложениями проведена на глубинах 910–920 м, по первому появлению микрофауны на глбине 920 м, однако эта выделенная граница по литологическим признакам не выражена. Предполагаемые среднетриасовые отложения представлены в основном глинами красно-коричневыми, желто-коричневыми, серыми, некарбонатными, участками слабокарбонатными, с прослоями известняков тонкозернистых (типа мадстоуна) (содержание в разрезе составляет 5–10%, реже до 15–20%), с пятнистой окраской, розовых, красно-коричневых, желто-коричневых (возможно, каличе), участками с трещинами усыхания, выполненными светло-серым мелкозернистым кальцитом типа спарита и песчаников мелкозернистых (доли процента – первые проценты, участками до 5–10%), светло-серых, слабосцементированных до состояния песка, кварц-полевошпатового состава, с глинистым цементом и прослойками алевро-

ролитов (доли процента) жёлто-коричневых, слабокарбонатных, также участками встречены зёрна кальцита округлой формы (доли процента), розового, серого, светло-коричневого цвета, размером 0,1–0,2 мм (часть зёрен имеют повышенную намагниченность, «прилипают» к магниту) и зёрна кальцита трубчатой формы, коричнево-серого цвета, размером 0,5–1 мм.

Литологические характеристики разреза отложений среднего триаса по керну (керном освещена нижняя часть разреза) в основном представлены песчаниками мелкозернистыми, среднезернистыми, алевролитами, глинами, тёмно-серого и светло-коричневого цветов, текстура горизонтально слоистостая, косослоистая. Встречаются илистые обломки и интенсивная биотурбация по интервалам. В верхних частях разреза присутствуют углефицированные остатки растительности. Толщина однородных прослоев, представленных песчаником, достигает 5 м, разрез в основном выдержанный. Наблюдается дифференциация зёрен по размеру снизу вверх.

В шламе скв. XX-4 встречены следующие остракоды в основном хорошей сохранности: глубина 920 м – *Darwinula cf. lenta* Schl., глубина 940 м – *Gerdalia defecta* Schl., интервал 1060–1070 м – *Darwinula kiptshakensis* Schl., *Darwinula lenta* Schl., *Darwinula lauta* Schl., *Darwinula acmyca* Schl., *Darwinula festa* Schl., *Gerdalia defecta* Schl., а также встречены рыбные остатки коричневого цвета в виде чешуй и зубов; глубина 1120 м – *Gerdalia defecta* Star., глубина 1270 м – *Darwinula lauta* Schl., *Darwinula sp.*; на глубине 1300 м встречена единичная остракода анизийского яруса среднего триаса хорошей сохранности, *Darwinula obesa* Schl.; глубина 1340 м – *Darwinula acmyca* Schl., глубина 1370 м – *Gerdalia defecta* Schl., *Darwinula sp.*, на глубине 1390 м встречена *Darwinula lauta* Schl., глубина 1400 м – *Darwinula obesa* Schl., *Gerdalia minuta* Star., *Gerdalia sp.*, *Pulviella ovalis* Schn., *Pulviella aralsorica* Schl., интервал 1470–1480 м – *Darwinula concinna* Kuh., *Darwinula aff. infera* Schl., *Darwinula kiptschakensis* Schl., *Gerdalia defecta* Schl., *Gerdalia sp.*; глубина 1540 м – *Darwinula aff. acmyca* Schl., *Gerdalia aff. minuta* Star., глубина 1550 м – *Gerdalia defecta* Schl., глубина 1590 м – *Darwinula infera* Schl., глубина 1620 м – *Darwinula aff. obesa* Schl., *Darwinula festa* Schl., *Darwinula misseranda* Schl., *Gerdalia sp.*; интер-

вал 1640–1650 м – *Darwinula lauta* Schl., *Darwinula obesa* Schl., *Darwinula acmyca* Schl., интервал 1670–1680 м – *Darwinula festa* Schl., *Darwinula recondita* Schn. Возраст выделенных отложений среднего триаса подтвержден в интервалах керна. Так, в скв. XX-3, интервал 1530,50–1530,60 м, встречен комплекс остракод анизийского яруса среднего триаса: *Darwinula festa* Schl., *Darwinula sp.*, *Gerdalia minuta* Star., *Gerdalia aff. longa* Bel., *Gerdalia sp.*, в скв. XX-5, интервал 825,28–825,33 м, встречен комплекс остракод анизийского яруса среднего триаса: *Gerdalia defecta* Schl., *Darwinula lenta* Schl., *Darwinula acmyca* Schl., *Darwinula festa* Schl., *Darwinula sp.* (рис. 5, В.), в скв. XX-5, интервал 820,50–820,55 м, встречены фосфатные остатки светло-серого цвета со сложным сетчатым строением (рис. 5, С.). Встреченные в керне и шламе комплексы остракод, по данным Д.А. Кухтинова [4], характерны для анизийского яруса среднего триаса Прикаспийской впадины.

Полная толщина среднего триаса в скв. XX-4 составляет 1011 м, и можно уверенно утверждать, что толщины такого порядка вскрыты скв. XX-1, XX-2 и XX-3 (рис. 2). В нижней части разреза среднего триаса скв. XX-4 по каротажным данным можно выделить глинистую пачку, которая также выделяется в разрезе среднего триаса скв. XX-1, XX-2, XX-3. Среднетриасовые отложения в скв. XX-5 вскрыты в интервале 340–820 м, предлагается отнести к среднему триасу всю толщу триаса до юрских отложений, т.к. по данным сторонней сервисной компании, в шламе из глубины 480 м встречены остракоды, что косвенно указывает на среднетриасовый возраст этой же глубины. В нижней части разреза среднего триаса скв. XX-5 по каротажным данным также выделяется глинистая пачка, что указывает на хорошую корреляцию низов среднего триаса в районе месторождения Карачаганак. Таким образом, на фоне выдержанного по толщине около 1000 м разреза среднего триаса большинства скважин, в скв. XX-5 толщина среднего триаса составляет около 480 м. Такое сокращение толщины связано с отсутствием верхней части среднего триаса, что связано с ростом соляного купола и выводом на дневную поверхность верхней части среднего триаса и её последующего размыва. Можно предположить, что в участках, ещё приближенных к соляному

кполу, отложения среднего триаса будут полностью размыты и частичному размы-

ву будут подвержены нижнетриасовые отложения.



Рисунок 5. Фаунистические остатки и минеральные скопления, характеризующие отложения нижнего, среднего и верхнего триаса скважин месторождения Карачаганак

А) Раковины конхострак вида *Pseudestheria longa* Nov., нижний триас, оленёкский ярус. Скв. XX-2, керн, интервал 2243,45–2243,50 м; В) Комплекс остракод анизийского яруса среднего триаса. Скв. XX-5, керн, интервал 825,28–825,33 м; С) Фосфатные остатки светло-серого цвета со сложным сетчатым строением, средний триас, анизийский ярус. Скв. XX-5, керн, интервал 820,50–820,55 м; D) Глина светло-коричневая с серыми пятнами, с зёрнами кальцита округлой формы (к), верхний триас. Скв. XX-4, шлам, интервал 680 м; E) Зерна кальцита округлой формы, участками их сростки, верхний триас. Скв. XX-4, шлам, глубина 520 м; F) Зерна фосфоритов темно-коричневого цвета, округлой формы, верхний триас. Скв. XX-4, шлам, глубина 580 м

Скв. XX-4 в интервале 410–711 м вскрыты верхнетриасовые отложения (микрофауна не найдена), которые характеризуются однородным литологическим составом и представлены глинами некарбонатными, в верхней части (интервал 420–510 м) серыми, серыми с зеленоватым оттенком, участками жёлто-коричневыми, участками с примесью 1–2% углистого материала, размером 0,1–0,2 мм, в нижней части (интервал 520–710 м) глинами с пятнистой окраской (рис 5, D.), красно-коричневыми, жёлто-коричневыми, серыми, участками с зеленоватым оттенком, участками с примесью 5–10% углистого материала чёрного цвета размером 0,1–0,2 мм. Для всего разреза глин верхнего триаса характерна примесь (от долей процента до 10–15% в верхней части) зёрен кальцита округлой формы, розового, серого, светло-коричневого цвета, размером 0,1–0,2 мм, участками встречены их сростки зёрен (рис 5, E.), размером 1–2 мм (часть зёрен имеют повышенную намагниченность, «прилипают» к магниту).

Для нижней части глин верхнего триаса характерна примесь (доли процента) пород жёлто-коричневого цвета, микрозернистые (возможно, шамозитового состава), участками породы имеют натечное строение зёрен породы тёмно-коричневого цвета, возможно, фосфориты (рис 5, F.), округлой формы, размером 0,2–1 мм. Также для всего разреза глин верхнего триаса характерны прослойки песчаников мелкозернистых (от долей процента до 5–10%, участками до 35% от общего разреза), серых, слабосцементированных до состояния песка, кварц-полевошпатового состава, слюдястых, с глинистым цементом, участками с карбонатным цементом, алевролитов глинистых, некарбонатных (от долей процента до 10% от общего разреза), в верхней части красно-коричневых, жёлто-коричневых, в нижней части – серых, с зеленоватым оттенком, известняков тонкозернистых (типа мадстоуна) (от долей процента до 5% от общего разреза), розовых, красно-коричневых, жёлто-коричневых, редко светло-коричнево-серых, участками с

фрагментами красно-коричневых глин (возможно, каличе), в интервалах 580–600 м встречены известняки тонкозернистые (типа мадстоуна) (доли процента), серые, с примесью 10–20% округлых зёрен размером 0,1 мм жёлто-коричневого цвета, предположительно шамотита. В интервалах 500–510 м, 540–550 м и 610–630 м вскрыты песчаники тонко-мелкозернистые (от 50–65% до 80% от общего разреза), слабосцементированные до состояния песка, кварц-полевошпатового состава, участками с углистым материалом размером 1–2 мм, с глинистым цементом, участками с сульфидным цементом и с карбонатным цементом. Также для этих интервалов характерны алевролиты (от 20–30% до 35–45% от общего разреза) светло-серые, серые, слюдястые, некарбонатные и глины (от 0% до 10–20% от общего разреза) серые, тёмно-серые, участками с примесью 1–2% углистого материала, размером 0,1–0,5 мм, включениями угля коричневого цвета (предположительно бурый уголь) размером 1–2 мм, некарбонатные.

Полная толщина верхнего триаса в скв. XX-4 составляет 301 м, можно уверенно утверждать, что толщины верхнего триаса такого порядка вскрыты скв. XX-1, XX-2 и XX-3 (рис. 2). В скв. XX-5 верхнетриасовые отложения отсутствуют, что связано с ростом соляного купола.

Несмотря на то, что исследования проекта полностью посвящены изучению доюрских (триасовых и верхнепермских) отложений, был изучен шлам юрского разреза скв. XX-4, т.к. верхний интервал глубин не освещен каротажными данными, а положение этой границы имеет важное значение для стратиграфических построений. По данным изучения шлама, скв. XX-4 вскрыты ниже-среднеюрские отложения в интервале 260–410 м, в которых микрофауна не найдена, и предполагается в их составе наличие нерасчленённых байоско-ааленских отложений средней юры и нижеюрских отложений. Ниже-среднеюрские отложения в интервале 260–380 м представлены алевролитами светло-серыми, некарбонатными, участками с примесью углистого материала, размером 0,1–0,2 мм, с глинистым цементом, слабо пористыми, с прослоями песчаников мелко-среднезернистых, участками средне-крупнозернистых (10–35%), слабосцементированных до состояния песка, кварц-полевошпатового состава, с гли-

нистым цементом, участками с сульфидным цементом, пористых, глин (от долей процента до 5–10%, участками до 20% от общего разреза), тёмно-серых, чёрных, некарбонатных, участками с примесью 1–5% углистых остатков чёрного цвета, размером 1–2 мм и глин (0–10%) серых, некарбонатных и с примесью (доли процента, участками до 10% от общего разреза) обломков кремнистых пород и кварца окатанной формы, размером от 1–2 мм до 5–10 мм; в интервале 390–410 м представлены песчаниками средне-крупнозернистыми (50–95%), слабосцементированными до состояния песка, кварц-полевошпатового состава, участками с глинистым цементом белого цвета, также с сульфидным цементом, пористыми, с прослоями алевролитов светло-серых (0–50%), некарбонатными, участками с примесью углистого материала, размером 0,1–0,2 мм, с глинистым цементом, слабопористых и с примесью (доли процента, участками до 5% от общего разреза) обломков кремнистых пород и кварца окатанной формы, размером 1–2 мм. Для всего разреза ниже-среднеюрских отложений характерно повсеместное наличие углистого материала как угля чёрного, тёмно-коричневого цвета типа отдельных прослоев, так в виде примеси зёрен разного размера в песчаных и в глинистых породах.

Возрастные определения по остракодам (являются одной из основных биостратиграфических групп микрофауны), проведенные по 37 образцам керна из четырех скважин, позволяют уверенно выделять отложения нижнего и среднего триаса, а также в скв. XX-4 уверенно стратифицировать отложения верхней перми, татарского яруса (7 образцов керна). Возрастные определения остракод по керну хорошо подтверждаются возрастными определениями остракод по шламу скв. XX-4. Отложения, охарактеризованные по остракодам как нижний триас, оленекский ярус, по данным изучения конхострак также имеют возраст нижний триас, оленекский ярус, что указывает на хорошую сходимость возрастных данных по остракодам и конхостракам. Совместно с остракодами, а также отдельно от них, в керне и шламе были встречены харовые водоросли (харофиты). Однако отсутствие специалистов-палеонтологов по харофитам не позволяет определить по харофитам геологический возраст.

Необходимо отметить следующие находки органических остатков в керне скважин, по которым также отсутствуют специалисты-палеонтологи, т.к. изучение данных остатков является очень узкой специализацией. Дальнейшее изучение нижеперечисленных органических остатков позволит сделать расчленение и корреляцию триасовых отложений более достоверными:

1. В керне была найдена верхнечелюстная кость раннего архозавра светло-серого цвета, со сложным сетчатым строением, который является предком крокодилов. Внешняя часть кости извилистая, на внутренней части кости виден крупный зуб (скв. XX-5, интервал 742,17–742,25 м); в этой же скважине в интервале 820,50–820,55 м были встречены фосфатные остатки светло-серого цвета со сложным сетчатым строением, схожим с фрагментом кости.

2. В керне были найдены рыбные остатки в виде чешуй со сложными орнаментами на поверхности (скв. XX-5, интервал 933,10–933,15 м, скв. XX-4, интервал 2574,00–2574,05 м).

3. В керне были найдены известковистые водоросли неясной систематики в виде трубчатых образований (скв. XX-5, интервалы 1123,50–1123,55 м и 1219,30–1219,35 м).

Таким образом, выполненные биостратиграфические и литологические исследования позволяют уверенно расчленить вскрытую шестью скважинами месторождения Карачаганак толщу доюр-

ских отложений более 2 км на подразделение верхней перми, нижнего, среднего и верхнего триаса. Поскольку текущее представление на основе биостратиграфии отличается от картины, получаемой по данным сейсмического анализа, требуется более ответственный подход к интерпретации результатов по всем получаемым данным. Рекомендуется продолжить биостратиграфические и литологические исследования для уточнения существующей модели биостратиграфии и сейсмической стратиграфии верхнепермских и триасовых отложений. Для выполнения этих задач необходимо запланировать отбор керна и шлама в пробуренных в будущем скважин.

Также стоит отметить, что палеонтология как наука, изучающая макрофауну, микрофауну, споро-пыльцу и другие ископаемые органические остатки, на сегодняшний день находится в упадке. Данное направление, как и многие другие направления геологии, претерпевают схожие затруднения: недостаточная востребованность, отсутствие узких специалистов, отсутствие компетенций для интерпретации и полноценного применения полученных результатов. Данное направление не должно терять потребности, как и всё остальное изучение кернового материала. Результаты анализов позволяют точно определять возраст, что положительно сказывается на проведении последующих работ по стратификации разрезов и правильности построения геологических моделей.

Список использованной литературы

1. Кухтинов Д.А., Прохорова Н.П., Писаренко Ю.А., Кухтинова Л.В. Стратиграфия и остракоды верхней перми Прикаспийской впадины и смежных районов. – Саратов, изд-во Саратов. ун-та, 2004, 104 с. // Kuhtinov D.A., Prohorova N.P., Pisarenko Ju.A., Kuhtinova L.V. Stratigrafija i ostrakody verhnjej permi Prikaspijskoj vpadiny i smezhnyh rajonov [Stratigraphy and ostracods of the upper permian of the Peri-Caspian Depression and adjacent regions]. – Saratov, Publ. Saratov. un-ta, 2004, 104 p.

2. Липатова В.В., Старожилова Н.Н. Стратиграфия и остракоды триасовых отложений Саратовского Заволжья. – Саратов, изд-во Саратов. ун-та, 1968, 191 с. // Lipatova V.V., Starozhilova N.N. Stratigrafija i ostrakody triasovyh otlozhenij Saratovskogo Zavolzh'ja [Stratigraphy and ostracods of the Triassic deposits of the Saratov Trans-Volga region]. – Saratov, Publ. Saratov. un-ta, 1968, 191 p.

3. Липатова В.В., Лопато А.Ю. Триасовые листоногие ракообразные Евразии и их стратиграфическое значение. – М., ГЕОС, 2000, 124 с. // Lipatova V.V., Lopato A.Ju. Triasovye listonogie rakoobraznye Evrazii i ih stratigraficheskoe znachenie [Triassic phyllopods of Eurasia and their stratigraphic significance]. – Moscow, GEOS, 2000, 124 p.

4. Кухтинов Д.А. Биостратиграфия триасовых отложений Прикаспийской впадины по остракодам. – М., Недра, 1976, 99 с. // Kuhtinov D.A. Biostratigrafija triasovyh otlozhenij

Prikaspijskoj vpadiny po ostrakodam [Biostratigraphy of the Triassic deposits of the Peri-Caspian Depression based on ostracods]. – Moscow, Nedra, 1976, 99 p.

ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕН ОРНЫНЫҢ ЖОҒАРҒЫ ПЕРМЬ ЖӘНЕ ТРИАС ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ ЛИТОЛОГИЯЛЫҚ-СТРАТИГРАФИЯЛЫҚ СИПАТТАМАСЫ

Н.А. Пронин¹, А.П. Пронин², Т.Е. Джумабаев¹, Р.Н. Утеев¹

¹ «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атырау филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

² «Казкорресеч» ЖШС, Атырау қаласы, Қазақстан

Мақалада Қарашығанақ кен орнының триас және татар горизонттарының кен зерттеу жобасын жүзеге асыруда зерттеулер, атқарымдар, және де жинақталған жұмыс тәжірибе нәтижелері қарастырылады. Бұл жоба кен материалымен тікелей жұмыс жасауды, шөгу жағдайларын анықтау, олардың таралуын түсіну, тау жыныстарының жасын, олардың сапалық және сандық сипаттамаларын анықтау үшін бірқатар зертханалық зерттеулер жүргізуді және фациялық карталарды құрастыру үшін фациялық модельдеу жүргізу және корреляциялық схемалар мен профилдерді қамтыды. Жобаны жүзеге асырудың ең қызықты және маңызды кезеңдерінің бірі-биостратиграфиялық талдау және оның негізінде қиманың сапалы корреляциясын жүргізу үшін корреляциялық схема құру, бұл шөгу жағдайларын анықтауда және олардың кеңістіктегі кеңеюін түсінуде негіз болып табылады.

Негізгі сөздер: триас, жоғарғы пермь, остракодтар, корреляция.

LITHOLOGICAL AND STRATIGRAPHIC CHARACTERISTICS OF THE UPPER PERMIAN AND TRIASSIC DEPOSITS OF THE KARACHAGANAK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

N.A. Pronin¹, A.P. Pronin², T.E. Dzhumabaev¹, R.N. Uteev¹

¹ Atyrau branch of «KMG Engineering» LLP, Atyrau, Kazakhstan

² «Kazkorresech» LLP, Atyrau, Kazakhstan

The article considers the results of part of the research, groundworkss, as well as the experience gained in the implementation of the project to study the core of the Triassic and Tatar horizons of the Karachaganak field. This project included both direct work with core material, conducting a series of laboratory studies on it in order to determine the conditions of sedimentation, understanding their extent, determining the age of rocks, their qualitative and quantitative characteristics, and facies modeling to obtain facies maps, correlation schemes and profiles. One of the most interesting and important stages of the project implementation was biostratigraphic analysis and the construction of a correlation scheme on its basis in order to conduct a qualitative correlation of the section, which is the basis for identifying the conditions of sedimentation and understanding their strike in space.

Keywords: Triassic, Upper Permian, ostracods, correlation.

Информация об авторах

Пронин Никита Алексеевич – руководитель службы анализа керна, pronin.n@kmge.kz.

***Джумабаев Турар Ергалиевич** – ведущий инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, dzhumabayev.t@kmge.kz.

Утеев Рахим Нагангалиулы – директор филиала, uteyev.r@kmge.kz.
Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Пронин Алексей Петрович – начальник отдела геологического анализа, kcr@zhahancompany.kz.

ТОО «Казкорресеч», г. Атырау, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

И. Иманғалиұлы

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

В данной статье рассмотрены перспективы поиска неструктурных ловушек в юрских отложениях Центральной части Каспийского моря. В связи с тем, что территория не была полностью исследована 3D сейсморазведкой и бурением скважин, в работе были использованы дополнительные геолого-геофизические данные, полученные при изучении аналогового близлежащего месторождения.

Ключевые слова: неструктурные ловушки, стратиграфические ловушки, литологические ловушки, турбидиты, несогласие, русловые отложения.

Введение

Огромная территория Казахстана богата полезными ископаемыми. За более чем 100 лет на суше открыты около 350 месторождений нефти и газа, включая гигантские месторождения Тенгиз, Карачаганак и другие. Казахстанская часть Каспийского моря также является важной экономической и политической территорией. Здесь в начале XXI в. было открыто уникальное нефтегазовое месторождение Кашаган, а также крупные нефтегазовые месторождения Кайран, Актоты, Юго-восточный Кашаган, Каламкас-Море, Жемчужное и другие. Многие расположенные на суше месторождения открыты в советское время и в связи с этим находятся на стадии истощения. Учитывая это, необходимо понимать важность развития, поиска и разведки новых участков в акватории Каспия.

С точки зрения разведки и добычи углеводородного сырья Центральная часть Каспийского моря остаётся привлекательной зоной для зарубежных и мест-

ных недропользователей. Однако глубина морского дна (≈ 500 м) может создать некоторые сложности при освоении перспективных участков, но с учётом выявления здесь крупных перспективных структур со значительными прогнозными геологическими ресурсами этот участок моря может иметь определенный интерес для инвестирования. Для максимально обоснованной оценки таких ресурсов необходимы детальные исследования этих территорий современными 3D сейсморазведочными работами и бурением поисковых скважин.

В современном мире существует два вида неструктурных ловушек: стратиграфические и литологические, однако в основном преобладают стратиграфические структуры.

Стратиграфические ловушки образуются в процессе осадконакопления, образуя такие виды ловушек, как линзовидные тела, фашиально-замещенные отложения, турбидитовые песчаные тела и рифы (рис. 1).

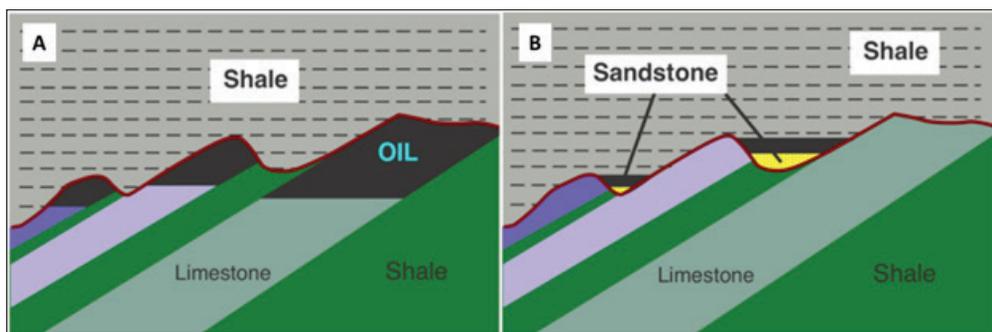


Рисунок 1. Виды стратиграфических ловушек [1]

А) нефть, погребенная трансгрессивными глинистыми отложениями и ниже несогласием;

В) нефть в руслах, погребенная глинистыми породами и выше несогласием

Литологические ловушки образуются после процесса осадконакопления, протекшего в более позднее время, и одной из

главных причин их образования являются стратиграфические несогласия (рис. 2) [1].

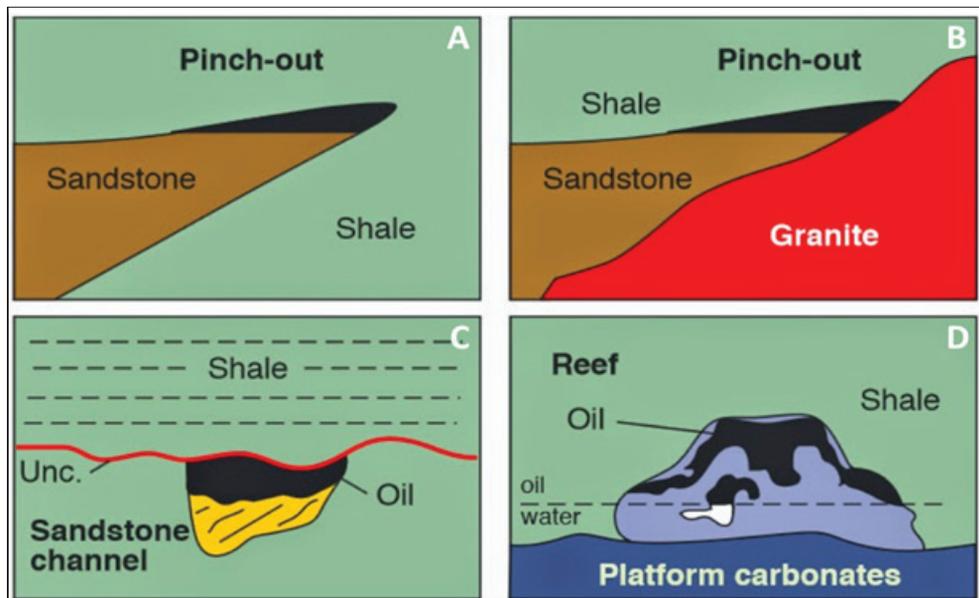


Рисунок 2. Основные виды первичных литологических ловушек

A) выклинивающее линзовидное песчаное тело; B) выклинивающее линзовидное песчаное тело на глинистых и окруженных непроницаемых гранитных породах; C) глубоководные песчаные каналы под массивными глинами; D) поровые рифы под непроницаемыми глинистыми породами

Анализ геолого-геофизических данных

Впервые геолого-геофизические данные о состоянии шельфа Каспийского моря были получены в 30-е гг. XX в., когда начали проводиться гравиметрические работы.

С 50-х по 90-е гг. на акватории Среднего и Южного Каспия интенсивно проводились региональные поисковые исследования, на многих локальных структурах были проведены детальные сейсмические исследования методом общей глубинной точки (далее – МОГТ) с 24- и 48-кратным перекрытием.

Международным Консорциумом «Казахстанкаспийшельф» в казахстанском секторе Каспийского моря в 1995–1996 гг. были отработаны 26180 пог. км сейсмических профилей МОГТ. Этот объем сейсмических профилей покрывал регулярную сеть от 16 x 16 км до 4 x 4 км северную часть и от 8 x 8 км до 4 x 4 км южную часть сектора моря. Морские сейсморазведочные работы были проведены в трех зонах (переходная, мелководная и глубоководная), с использованием трех независимых мор-

ских партий, имеющих самые передовые технологии разведки, такие как технологии донного кабеля и буксируемой косы.

Важно отметить, что большая часть казахстанской территории центральной части Каспийского моря исследована, в основном, современной 2D сейсморазведкой консорциумом «Казахстанкаспийшельф», поэтому на изучаемой территории мало детальной геолого-геофизической информации, включая данные 3D сейсморазведки.

Для анализа исследуемого участка использованы данные 2D и 3D сейсморазведочных работ, проведенных в 2010–2012 гг. на близко расположенном действующем месторождении А [2].

Перспективы юрских отложений аналогового месторождения

Как было описано выше, на рассматриваемой территории ранее не были проведены в достаточном объеме кондиционные геолого-геофизические исследования, особенно высокоразрешающие 3D сейсморазведочные работы с целью поиска только неструктурных типов ловушек.

Современные морские сейсморазведочные работы в глубоководных частях моря позволяют получать данные высокого качества и разрешения, необходимые для поиска неструктурных типов ловушек, ввиду использования оптимальных условий возбуждения и приёма сейсмической энергии и постоянства зоны малых скоростей.

В центральной части Каспийского моря продуктивными горизонтами являются юрские отложения. Основываясь на этом, на изучаемом участке рассмотрены и выделены потенциально перспективные

объекты в отложениях верхней и средней юры.

По данным со скв. А-1 (рис. 6), верхнеюрские отложения представлены переслаиванием известняков-доломитов, алевролитов, глин и песчаников. Мощность продуктивного пласта варьируется от 150 до 180 м, глубина – 2200 м. По результатам скважинных данных и сейсмической инверсии были выделены две зоны, в которых верхняя часть сложена известняками, нижняя – доломитами, а также выделены зоны коллектора в песчаниках (рис. 3).

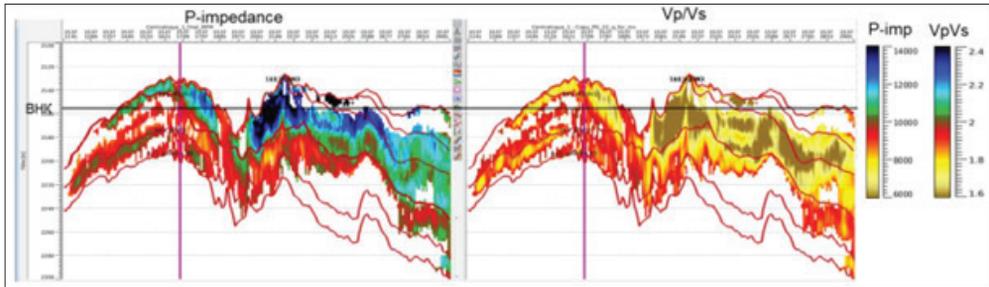


Рисунок 3. Выделение коллектора по результатам инверсии в верхнеюрских отложениях

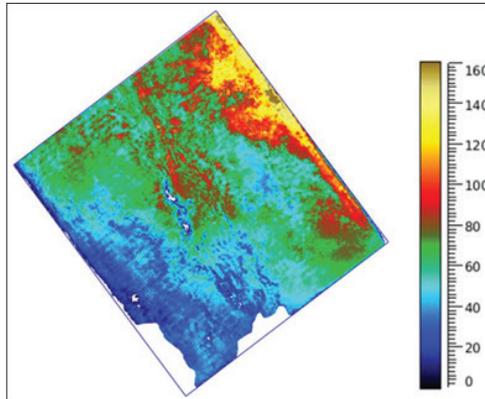


Рисунок 4. Карта эффективных толщин верхнеюрских отложений по месторождению А

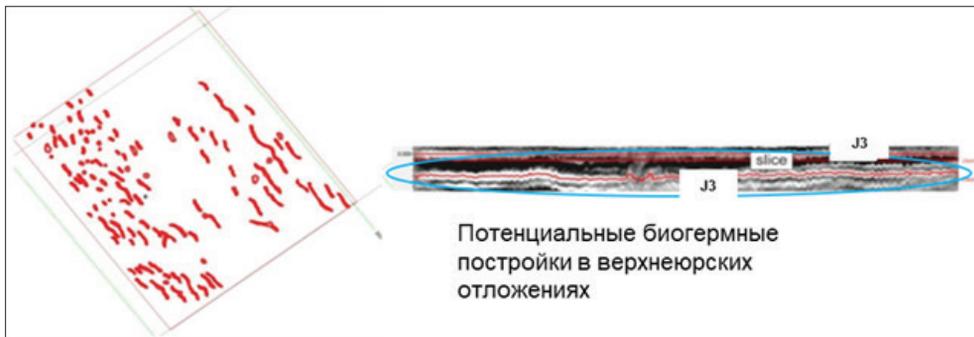


Рисунок 5. Потенциально биогермные постройки, выделенные по результатам атрибутного анализа 3D сейсмического куба [3]

J3 – верхнеюрский горизонт

По результатам атрибутного анализа в верхнеюрских интервалах выделяется большое количество узких, протяженных тел, направленных с северо-запада на юго-восток. В разрезе эти тела выгля-

дят как локальные области повышенных амплитуд (рис. 5). По морфологическим признакам можно предполагать, что эти тела являются биогермными постройками.

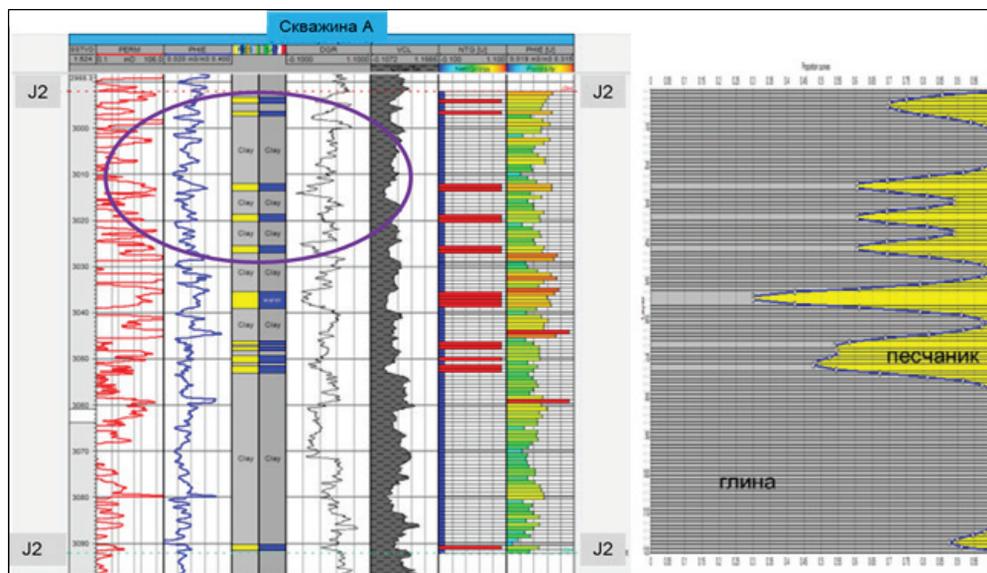


Рисунок 6. Скважинные данные по интервалам средней юры [4]

J2 – среднеюрский горизонт

По результатам геофизических исследований данных в интервале средней юры по скв. А-1 было выделено 5 интервалов коллекторов, основная часть которых сосредоточена в средневерхней части разреза, нижние интервалы – водоносные. По скважинным данным среднеюрские отложения представлены переслаиванием алевролитов, глин и песчаников.

Осадконакопление в среднеюрских отложениях происходило в терригенных, преимущественно континентальных обстановках вплоть до прибрежно-морских. Широко развиты речные системы, в особенности в середине среднеюрских отложений.

Основными коллекторами в этом интервале являются элементы русловых систем, такие как русловые песчаники, прирусловые валы, области меандрирования рек (рис. 7).

По результатам анализа данных сейсмической инверсии выделенные палеорула теоретически могут быть представлены насыщенными коллекторами (рис. 8).



Рисунок 7. Пример меандрирующей реки в Ханты-Мансийском автономном округе, Россия

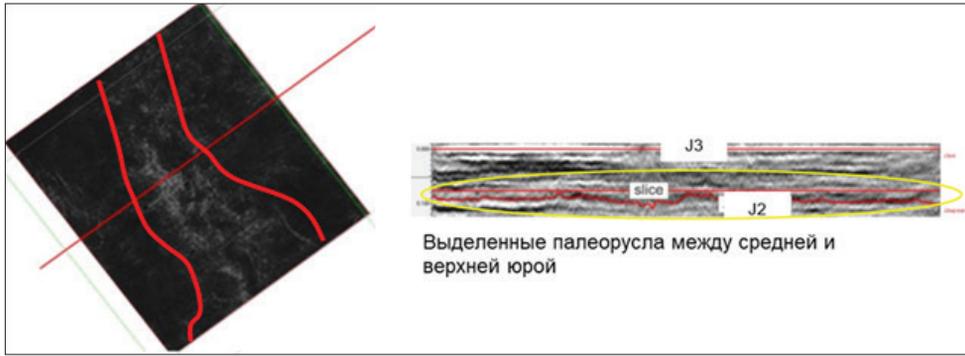


Рисунок 8. Куб когерентности в интервале средней юры с выделенными палеоруслуами
J2 – среднеюрский горизонт, J3 – верхнеюрский горизонт

Перспективы юрских отложений рассматриваемого участка

Потенциальными коллекторами для участка В могут являться юрские карбонаты и песчаники и дополнительно нижнемеловые отложения. Глинистые толщи в подошвенной части альбского и аптского ярусов могут служить покрывками для потенциальных залежей. В поздней юре осадконакопление бассейна происходило за счет карбонатных отложений с перекрытием их на этапе трансгрессии моря глинистыми карбонатными отложениями, являющимися региональной покрывкой.

По результатам анализа 2D сейсмических данных прогнозируется увеличение толщин в сторону участка В (северо-восточное направление).

Юрские залежи с доказанной нефтегазоносностью на аналоговом месторождении А характеризуются песчаниками и карбонатными отложениями.

По результатам анализа 2D сейсмических профилей на исследуемой территории в среднеюрских отложениях были выделены перспективные зоны. По результатам исследования в зоне № 1 (рис. 9) спрогнозирована возможная аномалия выклинивающей формы сводового залегания. В зоне № 2 спрогнозирована аномалия, связанная с возможным потенциальным палеоруслom. Спрогнозированное в зоне № 2 палеорусло на рис. 10 показано в увеличенном виде. По всей территории исследуемого участка, основываясь на данных 2D сейсморазведки, можно неоднозначно прогнозировать русловые тела, однако достоверно выделить неструктурные ловушки на таком материале невозможно в связи с редкой сетью сейсмических профилей. В связи с этим для достоверного выделения

таких неструктурных ловушек (палеорусел) необходимо проведение современной 3D сейсморазведки на выделенных перспективных участках моря.

Крупнейшие мировые геологоразведочные компании на протяжении многих лет уделяют внимание использованию 3D сейсмике для детального изучения потенциальных неструктурных ловушек в глубоководных территориях. Исследования проводятся на разных морских проектах мира, таких как Мексиканский залив, офшоры Нигерии и Анголы, Восточное побережье Индии и Индонезии (рис. 11). Как ранее было описано, 2D сейсмические профили визуально помогают выделять русла, но не могут детализировать латеральные неоднородности, оконтурить общие границы тел на палеодолины и палеоканалы, увидеть элементы внутреннего строения речной долины. С помощью современных 3D сейсмических данных с высокой кратностью (выше 100) можно будет выделить отдельные элементы русел с зонами большого накопления песчаных материалов, таких как косы, конусы прорыва и прирусловые валы. В связи с этим для обоснования потенциала выделения неструктурных ловушек в Центральной части Каспийского моря Казахстана необходимы современные 3D сейсмические данные.

Подсчёт геологических ресурсов одного русла

В качестве примера были рассчитаны геологические ресурсы одного из русел на участке В в отложениях средней юры. Геологические характеристики русла (ширина 1 км, длина 5 км) и расчётные параметры (пористость, нефтенасыщенность, плотность, площадь тела и т.д.) были исполь-

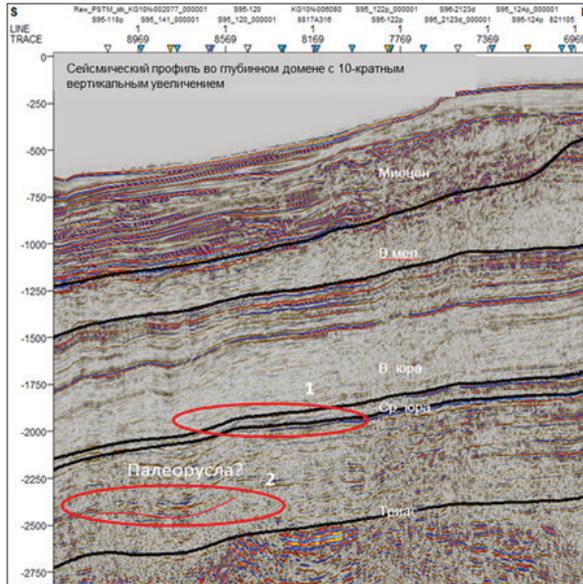


Рисунок 9. 2D сейсмический профиль в глубинном домене по участку В

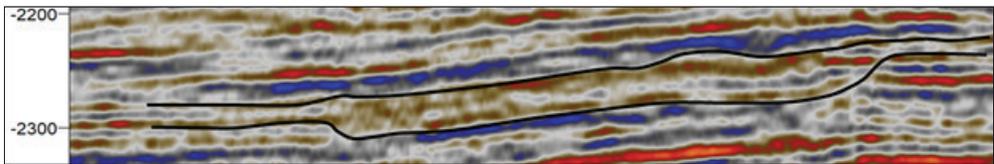


Рисунок 10. 2D сейсмический профиль в глубинном домене с 10-кратным вертикальным увеличением с выделенным палеоруслем в среднеюрских отложениях по участку В

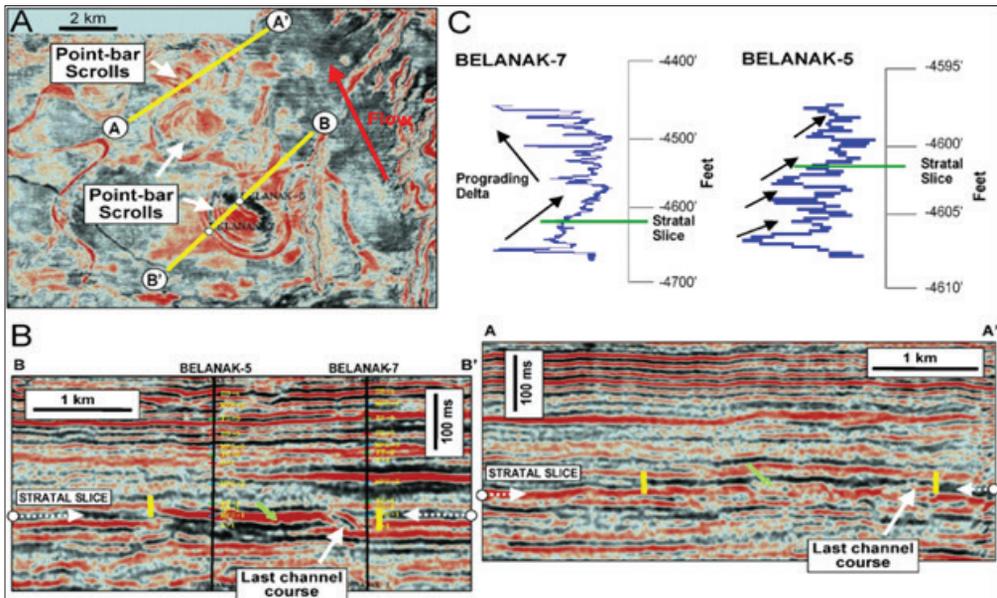


Рисунок 11. 3D сейсмические данные с выделенными руслами морского проекта в Индонезии [5]

А) Амплитудный слоистый срез, показывающий два речных извилистых канала, бассейн Натуна; В) Сейсмические профили с изображениями русловых тел; С) Каротажные данные, показывающие изменения в сиквенс-стратиграфии

зованы из близлежащего аналогового месторождения А.

Предварительно геологические ресурсы одного русла составляют 14476 тыс. т, из них извлекаемые 3619 тыс. т (табл. 1).

Синим цветом обозначены 2D сейсмические профили, красным – территория участка В, зеленая стрелка – указатель северного направления

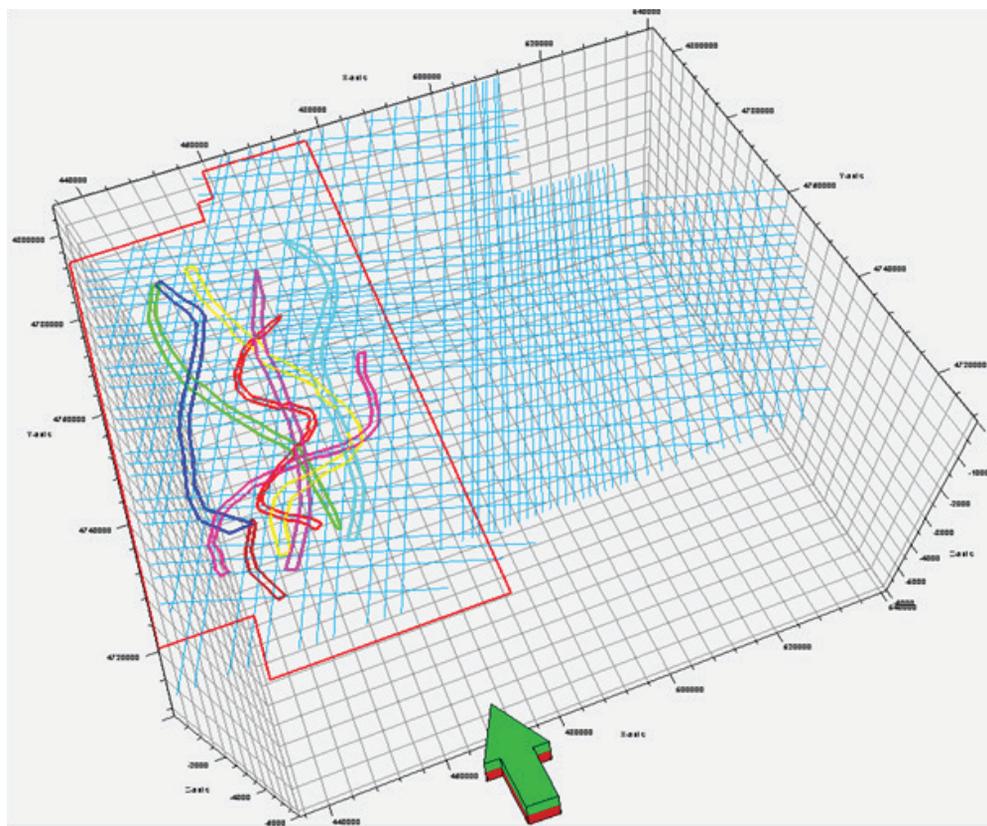


Рисунок 12. Концепция выделенных русловых тел в среднеюрских отложениях на территории участка В

Заключение

Следует отметить возможное наличие неструктурных литологически и стратиграфически экранированных типов ловушек в пределах участка В, также не исключены глубоководные отложения турбидитных потоков в юрских отложениях.

Для определения распространения неструктурных ловушек необходимо проведение современной 3D сейсморазведки с последующим структурным и динами-

ческим анализом для достоверного выявления и оконтуривания потенциальных ловушек и определения точки заложения поисково-разведочной скважины.

Несомненно, территория Центральной части Каспийского моря является слабо изученной и вопрос наличия перспективных залежей остается актуальным. Более детальные исследования участка откроют новые возможности поиска классических и неструктурных видов ловушек.

Список использованной литературы

1. Petroleum traps – stratigraphic traps – King Abdul Aziz University Press, 2015, pp. 6–7.
2. Sams M., Hu R., Jason F., Inclusion based rock physics models as part of the seismic reservoir characterization workflow, 2013, pp. 56–60.

3. Кирзелева О.Я., Кирьянова Т.Н. Палеоруслы и палеореки в сейсмических данных (на примере продуктивного пласта Ю3-4 тюменской свиты одного из месторождений Западной Сибири). – Нефть. Газ. Новации, 2021, №4, 1–8 с. // O.Ja. Kirzeleva., T.N. Kir'janova. Paleorusla i paleoreki v sejsmicheskikh dannyh (na primere produktivnogo plasta Ju3-4 tjumenskoj svity odnogo iz mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri) [Paleochannels and paleorivers in seismic data (on the example of productive formation Yu3-4 of the Tyumen suite of one of the fields in Western Siberia)]. – Neft'. Gaz. Novacii, 2021, №4, pp. 1–8.

4. Краснов С.В., Лыков В.А., Масатова Ж. Отчёт о работах сейсморазведочной партии 2/84-85, проводившей в 1984–85 гг. поисковые сейсмические исследования МОГТ в Мангышлакской области Казахской ССР. – г. Шевченко, МНГФ, 156 с. // Krasnov S.V., Lykov V.A., Masatova Zh. Otchjot o rabotah sejsmorazvedochnoj partii 2/84-85, provodivshej v 1984–85 gg. poiskovye sejsmicheskie issledovaniya MOGT v Mangyshlakskoj oblasti Kazahskoj SSR [Report on the work of seismic survey team 2 / 84-85, which conducted in 1984-85 exploratory seismic surveys of CDPM in the Mangyshlak region of the Kazakh SSR]. – Shevchenko, MNGF, 156 p.

5. Septiantoro A., Bujnoch J., Welbourn E. Belanak Development: Case Study of Batch Drilling Operation in Natuna Sea – SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition - Jakarta, Indonesia, 2005, pp. 1–7.

КАСПИЙ ТЕҢІЗІНІҢ ОРТАЛЫҚ БӨЛІГІНДЕГІ ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ЕМЕС ТҰТҚЫШТАРДЫ АНЫҚТАУДЫҢ ЫҚТИМАЛ ЖОЛДАРЫ

I. Иманғалиұлы

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Астана қ-сы, Қазақстан

Ұсынылған мақалада, Каспий теңізінің орталық бөлігіндегі юра шөгінділерінің мұнай және газ кен орындарының перспективасы қарастырылады. Осыған байланысты, бұл аумақ 3D сейсмикалық жұмыстармен толық зерттелмегеннен және ұңғымалардың бұрғыланбау себебімен, ғылыми жұмысты дайындау барысында негізгі геологиялық материалдар көршілес орналасқан кен орыннан алынды.

Негізгі сөздер: құрылымдық емес тұтқыштар, стратиграфиялық тұтқыштар, литологиялық тұтқыштар, турбидиттер, келіспеушілік, сейсмикалық деректер, геология-геофизикалық деректер, арналық шөгінділер.

POSSIBLE WAYS TO DETECT NON-STRUCTURAL TRAPS IN THE CENTRAL PART OF THE CASPIAN SEA

I. Imangaliuly

KMG Engineering LLP, Astana, Kazakhstan

This article considers the prospects for the search of non-structural traps in the Jurassic sediments of the Central Caspian Sea of Kazakhstan. Due to the fact that the territory was not fully explored by 3D seismic and well drilling, additional geological and geophysical data obtained during the study of an analogous nearby field were used in the work.

Keywords: non-structural traps, stratigraphic traps, lithological traps, turbidites, unconformity, channel deposits.

Информация об авторе

Иманғалиұлы Илияс – старший инженер службы развития ресурсной базы разрабатываемых месторождений, *i.imangaliuly@niikmg.kz*.

ТОО «ҚМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

УДК 550.8.011

МРНТИ 38.21.17

<https://doi.org/10.54859/kjogi108572>

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПАЛЕОЗОЙСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА

О.Б. Бегимбетов¹, А.Ж. Кенесары¹, М. Көлдей², А.Б. Даулетов¹,
Н.С. Урекешев³, Ж.К. Шарипов¹

¹ ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

² ТОО «СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

³ АО НК «КазМунайГаз», г. Астана, Казахстан

Интенсивная разработка открытых месторождений, связанных, в основном, со структурными ловушками в юрско-меловом комплексе, начатая в 90-х гг. прошлого века, к настоящему времени привела к сокращению разведанных запасов углеводородов в Южно-Торгайском осадочном бассейне. Перспективный потенциал для пророста ресурсной базы исследуемого региона может быть сфокусирован в пределах отложенный домезозойского комплекса.

Исторически считалось, что Южно-Торгайский осадочный бассейн имеет двухъярусное строение – осадочный чехол мезозой-кайнозойского возраста и нижележащий кристаллически-складчатый фундамент палеозой-протерозойского комплекса. Нефтегазоносность палеозойского комплекса в регионе доказана получением прямых признаков нефти и газа в керне, нефтегазопроявлений вплоть до промышленных притоков на ограниченном числе площадей в пределах зон коры выветривания.

Аналитические исследования последних лет указывают на значительную неоднородность палеозой-протерозойского комплекса, где могут присутствовать перспективные структуры квазиплатформенного комплекса верхнепалеозойского возраста, представленные карбонатными породами. Данная статья сфокусирована на анализе нового, ранее не исследованного, потенциального нефтегазоносного комплекса более глубоко залегающих палеозойских отложений, представляющих интерес для постановки геологоразведочных работ.

По причине политики конфиденциальности названия скважин и месторождений координаты и прочая детальная информация скрыта. Статья сформирована для демонстрации концепции перспективности неоднородного палеозой-протерозойского комплекса.

Ключевые слова: палеозойский комплекс, региональная геология, сейсморазведка, потенциальные объекты, Южно-Торгайский осадочный бассейн.

В рамках комплексного анализа геолого-геофизических данных в региональном масштабе в пределах Южно-Торгайского бассейна была выявлена неоднородность палеозой-протерозойского комплекса, в пределах которого скважинами вскрывались как метаморфические породы фундамента, так и неметаморфизованные карбонатные коллекторы палеозойского возраста. Данная анизотропия вызвала интерес авторов статьи, в связи с чем была проведена отдельная работа для регионального анализа концепции формирования палеозой-протерозойского комплекса и его перспективности для постановки геологоразведочных работ с целью поиска новых залежей углеводородов.

Концептуальная палеотектоническая реконструкция Центральной Азии описывается во многих статьях, но с относительно единообразной концепцией, которая сводится к тому, что формирование центральной части Казахстана произошло в результате конвергенции Восточно-Европейского и Западно-Сибирского кратонов. Предполагается, что ранее между кратонами присутствовала вулканическая дуга, сформировавшая ряд мелких микроконтинентов, а присутствовавший в то время палеоокеан сформировал вероятные локальные условия для осадконакопления мелководных и глубоководных отложений в режиме тектонических пассивных окраин. В последующем приближение двух

кратонов привело к продолжительной субдукции палеоокеана и объединению всех микроконтинентов, сформировав зону Казахстанского орогена. Данный процесс мог привести к сериям надвигов, в резуль-

тате чего можно наблюдать сильную неоднородность палеозой-протерозойских отложений в пределах исследуемого бассейна [1].

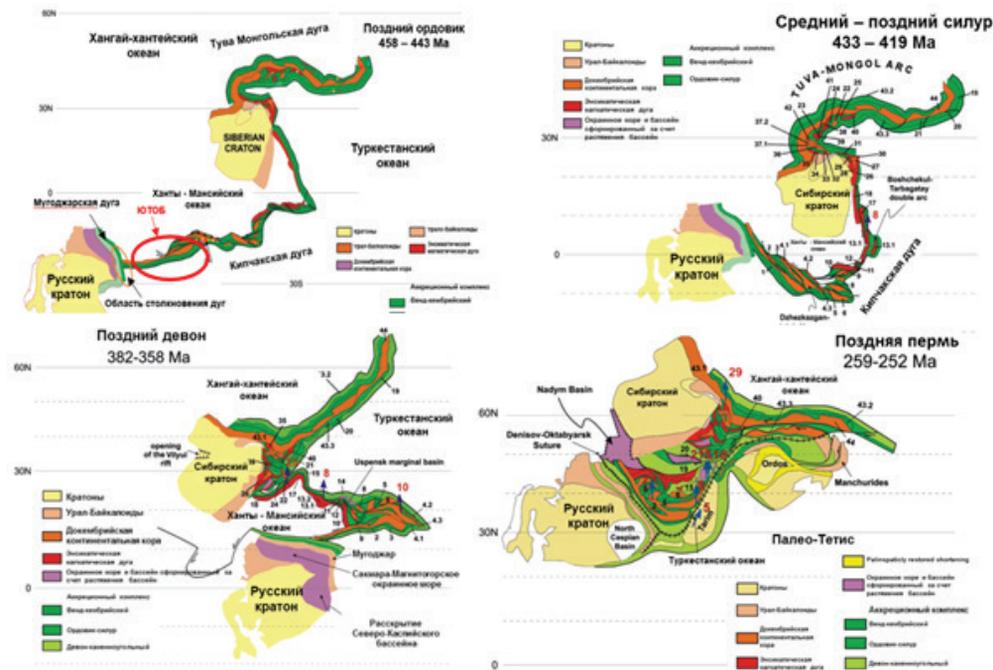


Рисунок 1. Концептуальная региональная тектоническая реконструкция Центральной Азии [1]

При анализе региональных гравиметрических данных по всей территории РК отмечаются дугообразные линейаменты, вероятно, сформировавшиеся в результате сжатия микроконтинентов из-за столкновения двух кратонов, в соответствии с концептуальной региональной реконструк-

цией регионов (рис. 1). В связи с активной тектоникой сжатия, вероятнее всего, могли образоваться надвиговые дуплексные комплексы, что может объяснить неоднородность палеозой-протерозойского комплекса (рис. 2).

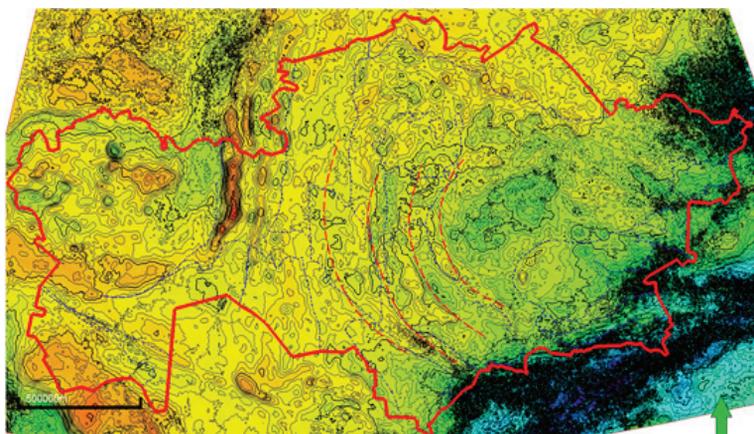


Рисунок 2. Региональная карта гравиметрических аномалий по редукции Буге. Красными пунктирными линиями представлена геометрия дугообразного направления

При детальном анализе данных гравитационных аномалий в пределах Южно-Торгайского бассейна можно заметить, что зоны грабен синклиналей мезозойского возраста не имеют корреляцию с данными региональной гравиметрической съёмки,

но имеют корреляцию с локальной гравиметрической съёмкой. Вероятнее всего, региональная гравиметрическая карта отражает анизотропию более глубоко залегающих пород палеозой-протерозойского комплекса (рис. 3).

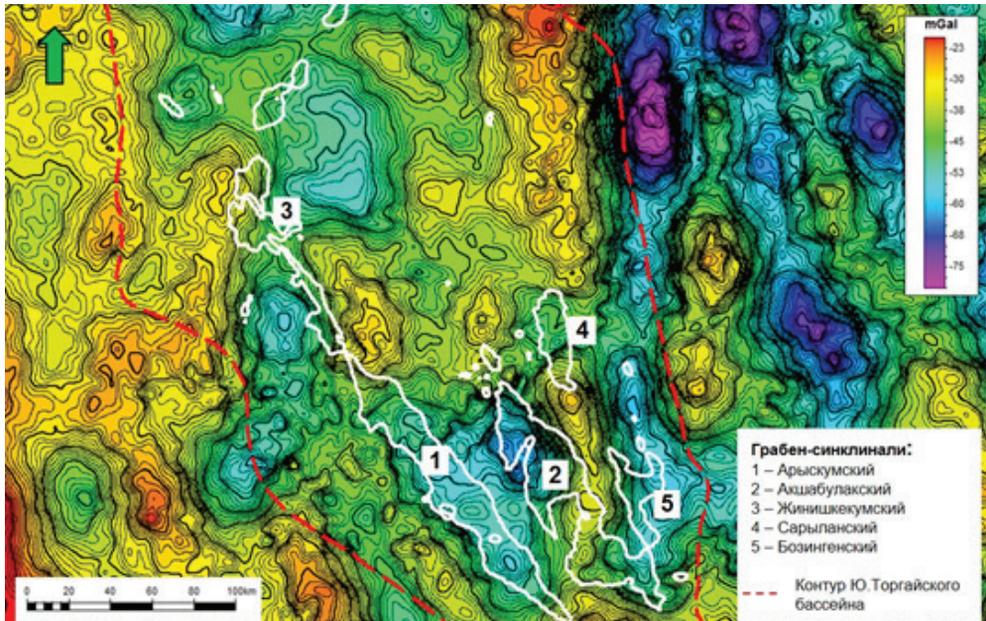


Рисунок 3. Карта региональных гравиметрических аномалий по редукции Буге. Относительно зон грабен синклиналей мезозойского возраста (белые полигоны)

Как показано на рисунке ниже, под ранее интерпретированной поверхностью условно принятого фундамента, отмеченной красной пунктирной линией, присутствует множество отражений, сформировавшее достаточно массивную толщу предполагаемого осадочного чехла палеозойского комплекса. Следует отметить хорошую корреляцию изменений мощности домезозойского чехла с показаниями региональной гравиметрической карты по редукции Буге, в связи с чем региональная гравика, вероятнее всего, отражает анизотропию палеозой-протерозойского комплекса, по которой можно прогнозировать пространственное развитие палеозойского осадочного чехла. В данном примере наличие карбонатных пород ниже условно принятой поверхности фундамента подтверждается скв. № 2, в то время как скв. №1 вскрывает породы кристаллического фундамента, что также подтверждает неоднородность глубокозалегающих пород.

Большинство сейсмических исследований в пределах исследуемого бассейна сфокусированы для изучения мезозойского чехла, дизайн съёмки и граф обработки не охватывал глубокозалегающие отложения, в связи с чем только в редких случаях возможно проследить неоднородность нижележащих горизонтов.

На одном из месторождений АО «Национальная компания «КазМунайГаз» была проведена детальная сейсмическая съёмка с фокусом графа обработки на домезозойский комплекс, результаты которой позволили лучше осветить зоны надвигов и дуплексов, как показано на рис. 5, под которыми могут сформироваться условия для образования структурных ловушек для нижележащих пород. Глубокозалегающие породы в данном случае имеют устойчивые отражения и деление на отдельные сейсмокомплексы, имеющие достаточно выраженные кровлю и подошву, внутри которых прослеживаются интервалы с пониженными амплитудными значениями.

Высокоамплитудные повторяющиеся сейсмические отражения ниже зоны надвигов могут быть типичны для пластовых карбонатных пород мелководного шельфа, аналогами которых могут служить обнажения пород Большого и Малого Каратау, где отложения позднего девона и нижнекаменноугольного возраста пред-

ставлены карбонатными коллекторами, сформированные в мелководных условиях пассивной окраины. Следует отметить, что прогнозный геологический разрез Каратауских отложений также свидетельствует об активной тектонике и формировании надвиговых комплексов (рис. 6).

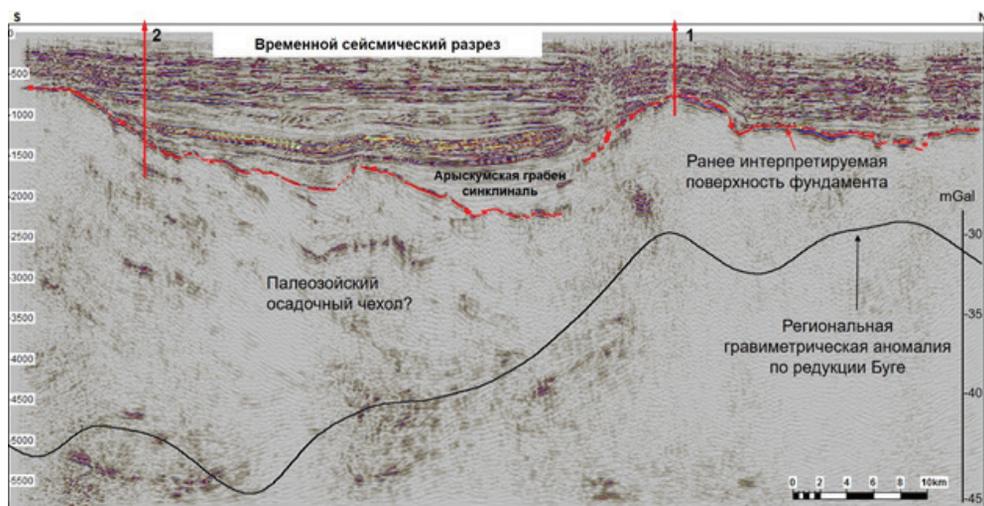


Рисунок 4. Сейсмический разрез, отражающий неоднородность домезозойского комплекса

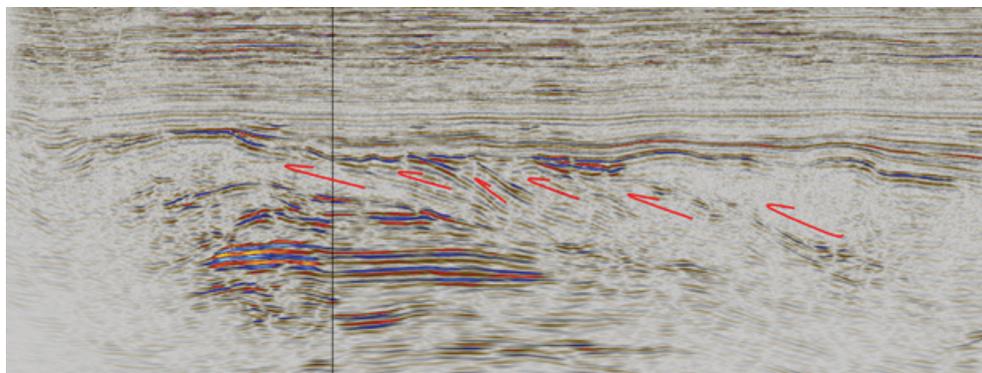


Рисунок 5. Зона развития тектонических надвигов в домезозойском комплексе

С целью изучения обнажений каменноугольных и девонских отложений Каратауских гор в 2019 г. сотрудниками ТОО «СП «КазГерМунай», АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и ТОО «КМГ Инжиниринг» была организована геологическая экспедиция, во время которой были изучены геологические строения карбонатных построек на обнажениях Актобе, Жанакорган, Шолак-корган, Таукент, Карамурун и Ботакара. Проанализированы условия осадконакопления карбонатных и терригенных

отложений девона и карбона. В разрезе Актобе Большого Каратау отложения позднего девона и нижнекаменноугольного возраста представлены неметаморфизованными карбонатными породами с такими фациями, как вакстоуны, пакстоуны и баундстоуны, сформировавшиеся в условиях мелководного шельфа. Отложения разреза Ботакара Малого Каратау представляли собой переход от континентального шельфа в мелководье и выражены терригенными осадками и карбонатными

отложениями, богатыми органическим материалом (рис. 7).

На основе полученной информации, по результатам выездной геологической экспедиции отмечается, что карбонатные породы могут иметь матричную, а также

вторичную пористость, связанную с процессами диагенеза карбонатных пород и потенциально развитой системой трещиноватости в связи с активной тектонической историей региона.

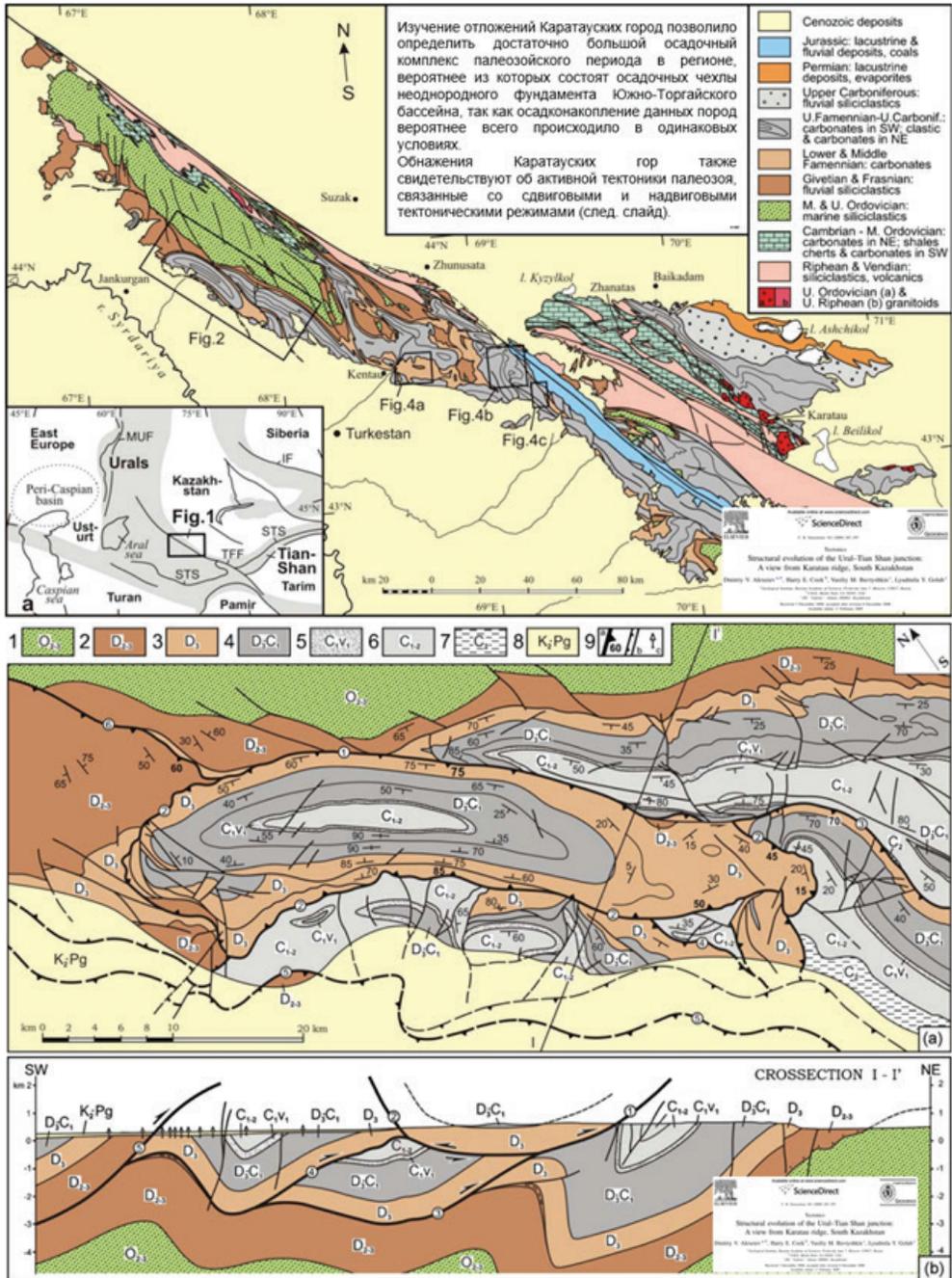


Рисунок 6. Геологическая карта и схематический прогнозный разрез в пределах территории Большого и Малого Каратау [2]



Рисунок 7. Коренные выходы отложений Каратайского горного хребта
А) Карбонатная постройка – биогерм нижнего визея; Б) Криноиды; В) Колониальные кораллы

Одним из основных рисков перспективности ловушек домезозойского комплекса является миграция углеводородов. В пределах Южно-Торгайского бассейна имеются доказанные эффективные нефтематеринские толщи юрских глубоководных отложений в пределах грабен синклиналей, связанных с озерными условиями

осадконакопления, углеводороды которых мигрировали и аккумулировались в близлежащих месторождениях юрского и мелового комплексов. Для данного сценария миграция углеводородов в палеозойские ловушки могла проходить путем перетоков из грабена вдоль карбонатных пород, как показано на рисунке ниже.

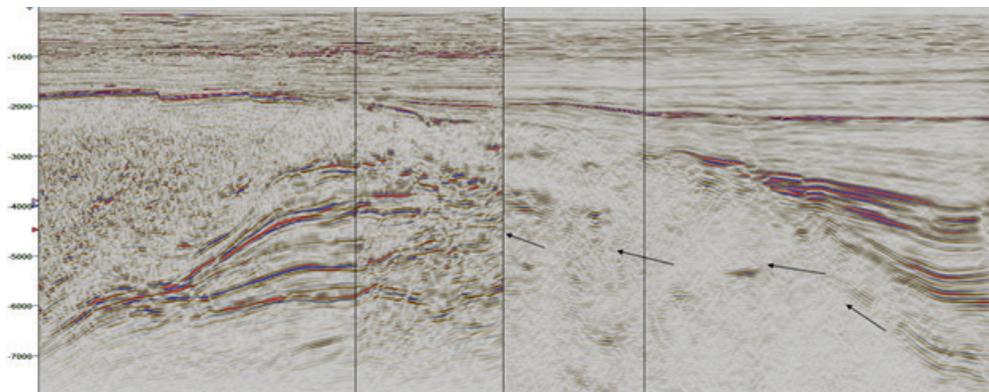


Рисунок 8. Потенциальные пути миграции углеводородов из грабен-синклиналей

Следует также отметить, что в пределах Большого Каратау были обнаружены битумы в девонских карбонатных породах, вышедших на поверхность, что свидетельствуют об эффективной миграции углеводородов вдоль данного комплекса на большие дистанции [3]. По результатам геохимических исследований данные следы нефти возможно имеют палеозойский источник генерации углеводородов [3]. Принимая во внимание, что условия осадконакопления коллекторов палеозойского комплекса сформированы в условиях пас-

сивной окраины, наличие палеозойских нефтегазоматеринских пород, отложенных в прилегающих глубоководных регионах, достаточно вероятно, что может оказать положительный эффект для генерации и миграции углеводородов из локальных нефтематеринских пород палеозойского комплекса.

Заключение

В рамках региональных исследований Южно-Торгайского осадочного бассейна сформирована концепция

перспективности неоднородного палеозой-протерозойского комплекса, включающего относительно большой осадочный чехол, предположительно представленный отложениями, сформировавшимися в условиях пассивной окраины девонского и каменноугольного возрастов по аналогии с породами Большого и Малого Каратау.

Активные палеотектонические процессы, сформировавшие домезозойский комплекс, привели к образованию зон надвигов и дуплексов, в связи с чем в пределах региона разными скважинами вскрывались как метаморфические породы фундамента, так и неметаморфизованные карбонатные отложения. Современная сейсмическая съёмка и соответствующий граф обработки позволяют детальнее проследить распространение отражений потенциального осадочного комплекса палеозоя.

Глубокозалегающие коллекторы могут быть представлены карбонатными породами как с матричной, так и со вторичной пористостью, связанной с процессами диагенеза и вероятным наличием сети трещин, сформировавшейся в период активной тектоники региона.

Основным риском перспективности палеозойского комплекса является вероятность миграции углеводородов в ловушки, где возможна миграция углеводородов из ближайших грабен синклиналей вдоль палеозойских пород и/или, возможно, собственная нефтегазоносная система локального палеозойского комплекса.

Перспективность палеозойского комплекса Южно-Торгайского бассейна имеет множество неопределённостей, для снижения которых необходимо бурение глубоких скважин в подходящих геолого-структурных условиях.

Список использованной литературы

1. Şengör A.M.C., Natalin B.A., Sunal G. and van der Voo R. A new look at the Altaids: A superorogenic complex in Northern and Central Asia as a factory of continental crust. Part II: Paleomagnetic data, reconstructions, crustal growth and global sea-level. – Austrian Journal of Earth Sciences, 2014, 107/2, pp. 131–181.
2. Alexeiev D.V., Cook H.E., Buvtyshkin V.M., et al. Structural evolution of the Ural-Tian Shan junction: A view from Karatau ridge, South Kazakhstan. – Comptes Rendus Geoscience, 2009, 341(2): 287–297.
3. Зорин А.Е., Жемчужников В.Г., Ельников Д.Н., Бувтышкин В.М. Первое обнаружение углеводородов в горах Большой Каратау, в Туркестанской области Республики Казахстан. – Геология и охрана недр, 2020, №1, стр. 4-11. // Zorin A.E., Zhemchuzhnikov V.G., El'nikov D.N., Buvtyshkin V.M. Pervoe obnaruzhenie uglevodorodov v gorah Bol'shoj Karatau, v Turkestanskoj oblasti Respubliki Kazahstan [The first discovery of hydrocarbons in the mountains of Big Karatau, in the Turkestan region of the Republic of Kazakhstan. Geology and conservation of earth resources]. Geologija i ohrana neдр, №1, 2020, pp. 4–11.

ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ БАССЕЙНІНІҢ ПАЛЕОЗОЙ КЕШЕНІНДЕГІ КӨМІРСУТЕКТЕР КЕН ОРЫНДАРЫН ІЗДЕУ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ

О.Б. Бегимбетов¹, А.Ж. Кенесары¹, М. Көлдей², А.Б. Даулетов¹, Н.С. Урекешев³,
Ж.К. Шарипов¹

¹ «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Астана қ-сы, Қазақстан

² «Қазгермұнай» БК» ЖШС, Қызылорда қ-сы, Қазақстан

³ «ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ, Астана қ-сы, Қазақстан

Өткен ғасырдың 90-шы жылдары басталған юра-бор кешеніндегі құрылымдық тұтқиыштармен байланысты ашық кен орындарын қарқынды игеру қазіргі уақытта Оңтүстік Торғай шөгінді бассейнінде барланған көмірсутектер қорының азаюына әкелді. Зерттелетін аймақтың ресурстық базасын өсірудің перспективалық әлеуеті домезозой кешенінің шөгінділерінде шоғырлануы мүмкін.

Тарихи тұрғыдан алғанда, Оңтүстік Торғай шөгінді бассейнінің екі деңгейлі құрылымы бар есептелген: мезозой-кайнозой дәуірінің шөгінді тысы және палеозой-протерозой кешенінің төменгі кристалды-қатпарлы іргетасы. Аймақтағы палеозой

кешенінің мұнай-газдылығы керннің мұнай мен газдың тікелей белгілерінен, мұнай-газ көріністерінен, шектеулі аудандардағы мүжілу қыртысы аймағындағы өнеркәсіптік ағындарға дейін алу арқылы дәлелденді.

Соңғы жылдардағы аналитикалық зерттеулер палеозой-протерозой кешенінің елеулі гетерогенділігін көрсетеді, онда карбонатты жыныстармен ұсынылған жоғарғы палеозой дәуіріндегі квазиформалық кешеннің перспективалық құрылымдары болуы мүмкін. Бұл мақала геологиялық барлау жұмыстарын жүргізуге қызығушылық тудыратын терең палеозой шөгінділерінің жаңа, бұрын зерттелмеген әлеуетті мұнай-газ кешенін талдауға бағытталған.

Құпиялылық саясатына байланысты ұңғымалардың, кен орындарының атаулары, координаттар мен басқа толық ақпарат жасырылған. Мақала гетерогенді палеозой-протерозой кешенінің болашағы туралы тұжырымдаманы көрсету үшін жасалған.

Негізгі сөздер: палеозой кешені, өңірлік геология, сейсмикалық барлау, әлеуетті объектілер, Оңтүстік Торғай шөгінді бассейні.

PROSPECTS FOR SEARCHING FOR HYDROCARBON DEPOSITS IN THE PALEOZOIC COMPLEX OF THE SOUTH TORGAI BASIN

O.B. Begimbetov¹, A.Zh. Kenessary¹, M. Koldey², A.B. Dauletov¹, N.S. Urekeshov³,
Zh.K. Sharipov¹

¹ KMG Engineering LLP, Astana, Kazakhstan

² JV Kazgermunai LLP, Kyzylorda, Kazakhstan

³ JSC NC KazMunYGas, Astana, Kazakhstan

Intensive development of discovered oil and gas fields since the early 90s. of the last century, mainly associated with structural traps in Jurassic-Cretaceous complex, to date has led to a reduction in proven hydrocarbon reserves in the South Torgai sedimentary basin. The prospective potential for an increase in the resource base of the studied region can be focused within the deposits of pre-Mesozoic complex.

Historically it was believed that the South Torgai sedimentary basin has a two-deck structure: a sedimentary cover of the Mesozoic-Cenozoic age and an underlying crystalline-folded basement of the Paleozoic-Proterozoic complex. The oil and gas potential of the Paleozoic complex in the region has been proven by obtaining direct signs of oil and gas in the core, oil and gas shows, up to industrial oil flows on a limited number of areas within the weathering crust zones.

Analytical studies of recent years indicate a significant heterogeneity of the Paleozoic-Proterozoic complex, where promising structures of the Upper Paleozoic quasi-platform complex, represented by carbonate rocks, may be present. This article is focused on the analysis of a new and previously unexplored potential oil and gas complex of deeper-lying Paleozoic sediments that are of interest for setting up geological exploration.

Due to the confidentiality policy, the names of wells, fields, coordinates and other detailed information are hidden. The article was formed to demonstrate the concept of the prospects of the heterogeneous Paleozoic-Proterozoic complex.

Keywords: Paleozoic complex, regional geology, seismic exploration, potential targets, the South Torgai sedimentary basin.

Информация об авторах

Бегимбетов Олжас Бауржанович – директор департамента развития ресурсной базы, o.begimbetov@niikmg.kz.

***Кенесары Абзал Жұмажанұлы** – руководитель службы развития ресурсной базы разрабатываемых месторождений, a.kenessary@niikmg.kz.

Даулетов Асылжан Бауржанович – заместитель генерального директора по геологоразведке, adauletov@niikmg.kz.

Шарипов Жандос Канатович – руководитель службы региональной геологии, zh.sharipov@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

Көлдей Мейрімбек – заместитель генерального директора по геологии, *mkoldey@kgm.kz*.

ТОО «СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

Урекешев Нуржан Серикович – главный специалист управления геологии и геофизики, *n.urekeshev@kmg.kz*.

АО «НК «КазМунайГаз», г. Астана, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 553.98

МРНТИ 38.53.17

<https://doi.org/10.54859/kjogi108587>

ОБЗОР НЕКОТОРЫХ СВЕРХГЛУБОКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ, НЕ ДОСТИГШИХ НАЧАЛЬНЫХ ЦЕЛЕЙ

С.Ф. Хафизов¹, П.Е. Сынгаевский²¹ РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Россия² Chevron, Хьюстон, Техас, США

При участии авторов в 2020–22 гг. в журнале «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» был опубликован ряд статей, в которых анализировался опыт поисково-разведочных работ и освоения залежей на сверхбольших глубинах (более 6000 м). Поскольку промышленность накопила значительное количество успешно реализованных сверхглубоких проектов, может сложиться впечатление, что такие проекты в принципе имеют повышенные шансы на успех. Это не так: при их реализации геолого-технологические и, главное, организационные и коммерческие проблемы возникают даже чаще, чем при освоении более традиционных запасов.

Рассмотренные в данной работе проекты, оказавшиеся некоммерческими, охватывают практически весь спектр возможных случаев различных структурно-тектонических условий: предгорные депрессии и внутрикратонные бассейны, побережья, шельфовые и глубоководные оффшорные участки. Стратиграфически временной интервал охватывает отложения от миоцена до нижнего палеозоя (силур) и самые разнообразные литофациальные комплексы. На основании обобщения выведен перечень возможных причин принятия неудачных решений.

Ключевые слова: сверхглубокие разрезы, коллекторы, углеводородные системы, некоммерческое открытие, геологический успех.

Почему происходят неудачи крупных проектов?

Проанализировав более 300 крупных индустриальных мегапроектов стоимостью выше 1 млрд долл. США (на 2010 г.), Э. Мэрроу (E. Merrow) утверждал, что почти 65% из них не достигли прогнозируемых результатов [1]. В ряде случаев эта цифра доходила даже до 72–75%, при этом иногда какая-то прибыль была получена, но значительно меньше предсказанного успеха [1]. Обобщив данные, предоставленные ему инжиниринговой компанией Engineering and Operations E.I. DuPont & Company, а также используя собственный более чем тридцатилетний опыт работ в Independent Project Analysis, Inc., он выделил наиболее типичные причины неудач:

1. Нежелание делиться результатами и, как следствие, принятия на себя всех рисков.

2. Требование немедленного успеха.

3. Недостаточная проработанность «мелких» деталей проекта.

4. Сокращение затратной части на 20% и более после начала проекта.

5. Нежелание нести дополнительные затраты в случае их возникновения.

6. Попытка переложить риски и/или стоимость на фирмы-подрядчики.

7. Увольнения и перестановки менеджеров проекта при первых расхождениях и/или удорожании планов.

К слову, последнее является не менее (если не более) важным, чем остальные причины. Существует мнение, что смена менеджера проекта повышает шансы неудачи любого, а не только высокотехнологичного проекта на 50%, а смена всей команды – на все 80%. Желательно также помнить, что изменение содержания является причиной неудачи проекта примерно в 80% случаев [2]. В целом можно констатировать, что основные причины возникающих проблем связаны не с какой-то определенной сложностью таких мероприятий, а с банальным нарушением сложившейся практики управления проектами (Project Management).

К сожалению, полученные Э. Мэрроу (E. Merrow) выводы в полной мере относятся и к нефтегазовым работам, и, в первую

очередь, к поискам газа в сверхглубоких разрезах прибрежных и континентальных частей США, Мексики и Канады. К некоторым исключительно сложным проектам как крупных международных корпораций, так и различных частных компаний вполне можно применить фразу английского писателя Адамса Дугласа: «Люди почти уникальны в способности учиться на опыте других и также замечательны своим явным нежеланием это делать». К началу 2022 г. приходится признать, что многие руководители и технические лидеры компаний, начавших поиски «глубокого газа», не только не учитывали неудачные результаты сделанных ранее попыток, но и нередко сознательно игнорировали их. В значительно большем масштабе эта история повторилась и с так называемой «сланцевой революцией».

**«У успеха тысяча отцов,
а неудача – всегда сирота!»¹**

Имеется по крайней мере несколько объективных факторов, существенно затрудняющих возможность оценки сверхглубоких разрезов с некоммерческими запасами и/или углеводородными (далее – УВ) проявлениями. По очевидным причинам такая информация не рекламируется и почти не публикуется. Конкретные геолого-геофизические данные мало включаются в академические работы и редко упоминаются в технических обсуждениях. Особенно это касается компаний-операторов или их партнеров – участников проекта, располагающих всеми исходными материалами.

Помимо временного параметра, отдельные залежи представляют различный интерес в зависимости от колебаний цен на сырьё и разработку, необходимо учитывать ещё и сопутствующую экономическую географию. Так, серия расположенных рядом небольших месторождений в случае обнаружения более крупного объекта может перейти в категорию перспективных. Примером может служить складчатая область Пердидо (Perdido) в акватории Мексиканского залива (на границе США и Мек-

сики), где месторождение Большая Белая (вид акул; Great White), блок AC 870², открытое в 2002 г., дало «вторую жизнь» обнаруженным более мелким залежам (Баха (Baja), март 2001 г.; Тигр (Tiger), 2004 г. и Кит (Whale), апрель 2017 г.), а затем привела к ещё одному значительному открытию – месторождение Леопард (Leopard, блок AC 691) с суммарными нефтенасыщенными мощностями свит Уилкоккс (Wilcox) и Фрио (Frio) в 183 м (май 2021 г), которое находится сейчас на стадии оценки³.

Определенную роль в получаемой исходной информации может играть и централизованная геополитика. Например, в Китайской Народной Республике в 2008–2016 гг. все скважины, пробуренные в акватории Жёлтого моря, в которых на данных шламметрии отмечалось увеличение компонентов C₁/C₂, обозначались в исходных документах как «открытия». Правда, затем к большинству пришлось добавлять прилагательное «некоммерческие».

Как правило, для своего развития большинству нефтегазовых компаний требуется кредитование. Начиная примерно с 2014–2016 гг., можно наблюдать формирование международного картельного сговора финансовых структур и банков, направленного на контроль и монополизацию рынка энергетики. При развитии конкуренции между независимыми производителями происходит снижение стоимости продукта (в данном случае – УВ сырья). Соответственно, при этом снижаются цены и для основной массы потребителей энергии. Для получения так называемых «сверхприбылей» необходимо вывести основную часть производителей с рынка услуг. Чтобы снизить влияние частных компаний, достаточно ограничить или прекратить их кредитную поддержку. В результате создается нехватка продукта, и оставшиеся «игроки» могут реализовывать свою продукцию в меньших объемах, но за большую цену. Для достижения максимального эффекта такие действия закрепляются на законодательном уровне, освобождая место для так называемых «чистых» источ-

¹ Изречение ошибочно приписывается Джорджу Вашингтону (George Washington). Оно было сформулировано одним из родственников Бенито Муссолини (Benito Mussolini), но приобрело известность после выступления Джона Кеннеди (John Kennedy), взявшего на себя ответственность за поражение в заливе Свиней (Bahía de los Cochinos) на Кубе в 1961 г.

² Перспективные объекты в пределах Аламино Каньон (Alamínos Canyon – AC) в юго-западной части глубоководного шельфа США в Мексиканском заливе

³ По предварительной оценке извлекаемые запасы превышают 200 млн барр., что однозначно указывает на коммерческий успех (<https://www.oedigital.com/news/487540-shell-makes-significant-discovery-in-deepwater-gulf-of-mexico>).

ников энергии. При этом если потребление энергии будет расти, то за условную единицу придется платить значительно больше, и эта разница может покрываться только за счёт конечного потребителя. В несколько большем масштабе это приведет к ещё одному, более крутому, витку инфляции, а при «удачном» сочетании с другими негативными факторами – затяжному кризису.

С 2001 по 2017 г. занимавшая пост вице-президента по разведке и новым проектам Noble Energy Сьюзан Каннингхэм (S. Cunningham) на внутреннем совещании с участием одного из авторов четко обозначила позицию этой компании: «Мы даем много дешевой энергии». Однако такой подход не предусматривал быстрого получения сверхприбыли, и во время падения цен в 2015 г. компания подверглась атаке как со стороны внутренних инвесторов, так и со стороны внешних политических «партнеров»⁴. Это ожидаемо привело к вынужденному сокращению её операций, продаже части активов и поглощению в октябре 2020 г. международной корпорацией, причём за минимальную стоимость.

В современной ситуации энергетические компании вынуждены проявлять достаточную гибкость не только в оценке коммерческой значимости нефтегазового проекта, но и рассматривать возможность его сочетания с новыми источниками. Таким примером вероятной в ближайшем будущем интеграции может быть комбинирование источников энергии на заправках, где помимо традиционных – бензина и дизтоплива, будет возможность получить газ и электричество. В своем интервью корреспондентам издательства Washington Post руководитель компании Шеврон (Chevron) Майкл Вирт (Michael Wirth) указал на абсолютную необходимость такого интегрированного подхода [3]. По его мнению, именно с такими решениями будут связаны успешное будущее и развитие корпорации, а также карьера молодых специалистов.

Кроме того, в компании Chevron была специально собрана библиотека внутреннего пользования, в которой обобщены примеры неудачных решений и проектов.

Возможность структурирования и обработки такой базы данных позволила получить дополнительные результаты для обоснования прогнозов и повышения достоверности оценки рисков, связанных с поисками.

Другим принципиальным моментом является необходимость «адаптации» сложных проектов к постоянно меняющимся условиям. Один из сверхглубоких газовых проектов в Венском бассейне (Австрия) имел ограниченную экономическую значимость. Однако на глубинах более 6200 м были вскрыты интервалы коллекторов, которые было предложено использовать для закачки попутного CO₂. При этом успешно выполняются по крайней мере два требования: получение дешевой (насколько это возможно) энергии и сокращение выбросов в атмосферу природных газов, вызывающих парниковый эффект. Анализ отложений этих комплексов на территории Польши показал, что они могут обеспечить объёмы для захоронения попутного CO₂, необходимые на следующие 248 лет [4].

Бассейн Анадарко

Бассейн Анадарко (Anadarko) расположен в западной части штатов Оклахома и Канзас, юго-восточной части штата Колорадо и северо-восточной штата Техас. Его площадь составляет около 182000 км², а мощность осадочного чехла в наиболее погруженной части достигает 12000 м. Основными нефте- и газоносными отложениями являются разрезы от нерасчлененного кембрий-ордовика до пермского периода, в которых выявлено 10 гигантских (более 100 млн барр.) нефтяных и 15 крупных (более 1000 млрд куб. футов) газовых месторождений. Бассейн является одной из целой серии заложенных в нижнем палеозое, вытянутых структур простирания с северо-запада на юго-восток (рис. 1). На юге и востоке он ограничен зонами крупных разрывных нарушений и связанных с ними возвышенностей. С этим бассейном связаны первые попытки и первые неудачи поисков и разработки сверхглубоких залежей углеводородов.

⁴ В первую очередь, совместных действий правительств Израиля и Турции, т.е. самому невероятному альянсу.

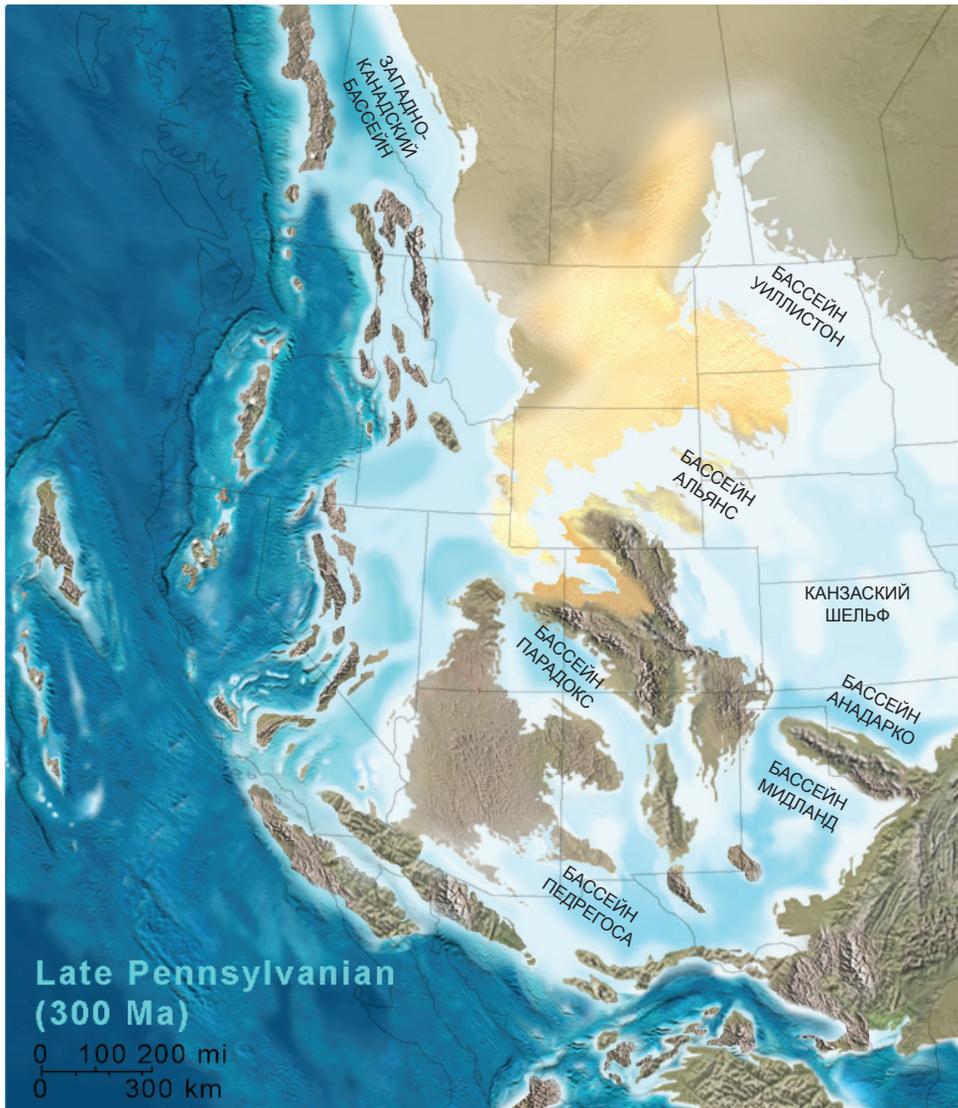


Рисунок 1. Общая палеогеография плато Колорадо, на период Верхней Пенсильванской системы (300 млн лет). Заложение серии бассейнов простираения Северо-Запад – Юго-Восток [5]*

Ma – миллионы лет;

mi – мили;

km – километры.

*На сайте есть указание, что в 2014 г. были сделаны дополнения – уточнения возрастных границ.

Берта Рождерс (Bertha Rogers)

№1-27

Одна из первых в мире сверхглубокая продуктивная скважина была пробурена компанией Одинокая Звезда (Lone Star Producing Co). Эта небольшая компания была образована в штате Оклахома частными инвесторами Хефнер, Гловер и Кеннеди (Hefner Sr R.A., Glover, Kennedy, J.L.).

Основной её задачей ставился поиск залежей углеводородов на больших и сверхбольших глубинах в бассейне Анадарко (Anadarko). Первая попытка была сделана ещё в 1967 г., когда скважина достигла глубины в 7459,4 м и, согласно архивным данным, в ней был получен приток газа, но его оказалось недостаточно для покрытия расходов, которые составили около

6,5 млн долл. США. В то время стоимость обычной скважины в Оклахоме составляла первые сотни тысяч долларов, т.е. в десятки раз меньше. Эта неудача не остановила Хейфнера, и в 1972 г. недалеко от г. Элк, штат Оклахома, он пробурил вторую скв. Баден (E.R. Baden) №1, которая достигла забоя в 9159,2 м и также оказалась неудачной.

Абсолютный рекорд был поставлен в апреле 1974 г., когда скв. Берта Роджерс (Bertha Rogers) № 1-27 (графство Вашита,

Оклахома) вскрыла газоносный коллектор на отметке 9583,22 м. Согласно полевым отчетам, температура на забое достигла 246°C, а давление – 171–173 МПа. Однако значения, приведенные на шлагограмме, несколько меньше (рис. 2–3). На циркуляцию шлама к устью скважины уходило до 8 ч. Неконтролируемый приток газа с H₂S не позволил выполнить запланированный объем каротажных работ и испытаний нижней части. Несмотря на подтвержденную продуктивность карбонатного разреза

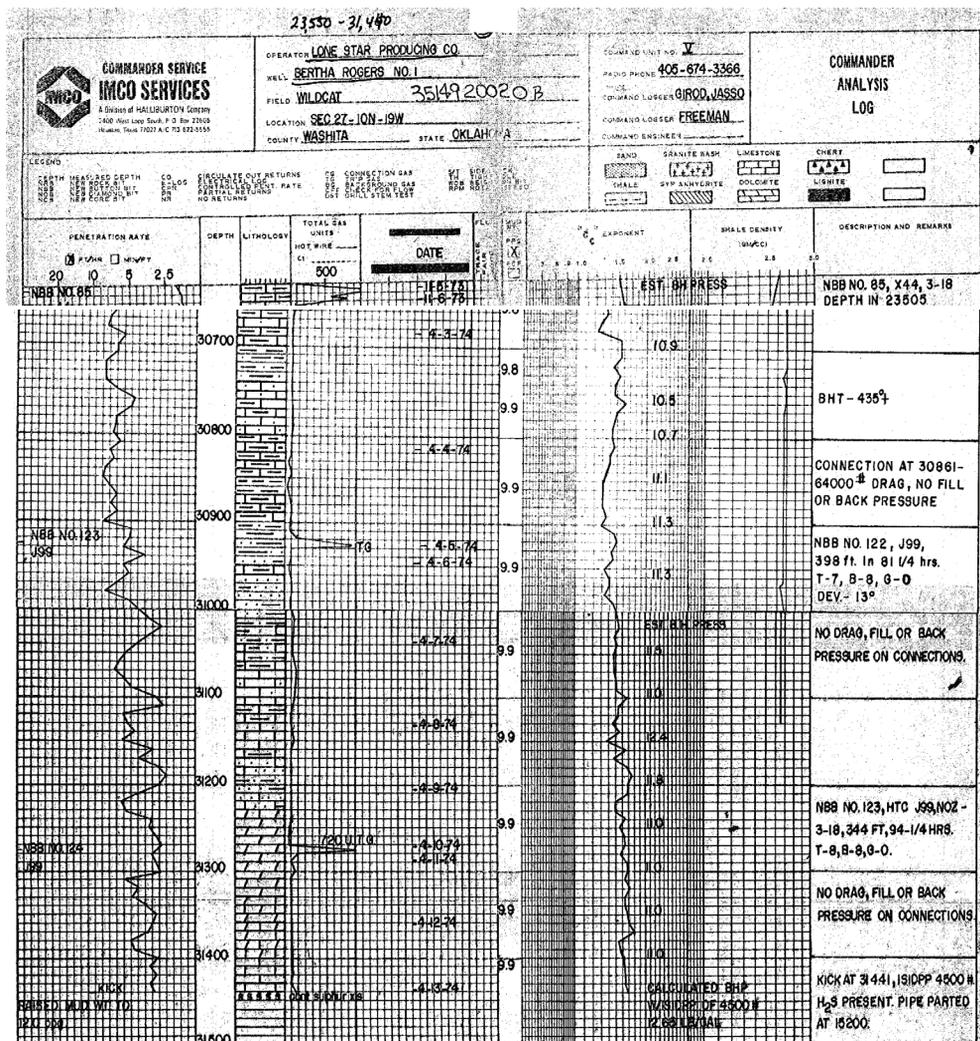


Рисунок 2. Фрагмент шлагограммы с призабойного участка скважины
 На отметке в 9583,22 м (31,441 фута) произошел выброс газа с большим содержанием H₂S. Также в разрезе было отмечено значительное присутствие переработанных остатков углеводородов асфальтового типа.
 При плотности бурового раствора 1,19 г/см³ давление на забое превысило 137,9 МПа (20000 psi), а температура – 224°C (435°F). 13 апреля 1974 г. было принято решение о завершении бурения, ликвидации нижнего интервала и переходу к опробыванию вышележащих продуктивных пластов Гранитного мыса.

BOREHOLE COMPENSATED SONIC LOG

Schlumberger

COUNTY WASHITA FIELD or WILDCAT LOCATION SEC. 27-10N-19W WELL BERTHA ROGERS NO. 1 COMPANY LONE STAR PRODUCING COMPANY	COMPANY LONE STAR PRODUCING COMPANY 35.149.20020 WELL BERTHA ROGERS NO. 1 FIELD WILDCAT COUNTY WASHITA STATE OKLAHOMA LOCATION: API Serial No. _____ C-SE Sec. 27 Twp. 10N 19W Other Services: DIL/I-ES FDC-GR CNL/FDC-GR CALIPER HDT Permanent Datum: GROUND LEVEL, Elev.: 1893 Log Measured From K.B., 29 Ft. Above Perm. Datum Drilling Measured From K.B. Elev.: K.B. 1922 D.F. 1920 G.I. 1893
---	---

Date	4-22-73	10-18-73	11-8-73	2-26-74
Run No.	ONE	TWO	THREE	FOUR
Depth-Driller	14,200	22,600	23,550	29,329
Depth-Logger	14,208	22,610	23,555	29,329
Blm. Log Interval	14,201	22,602	23,549	29,320
Top Log Interval	4600	14,202	22,400	23,558
Casing-Driller	20 @4604	14 @4,199	14 @4,199	9 5/8 @23,550
Casing-Logger	4600	14,202	14,202	23,558
Bit Size	17 1/2	12 1/4	12 1/4	7 7/8
Type Fluid in Hole	FGM-C	FM-CHEM.	CHEM-BARITE	SALT BRINE
Dens.	10.2	17.0	17.0	10.1
Visc.	38	55	55	50
pH	11.2	10.9	11.0	11.2
Fluid Loss	10.2 ml	2.0 ml	2.0 ml	17.2 ml
Source of Sample	CIRCULATED	CIRCULATED	CIRCULATED	MUD PIT
R _m @ Meas. Temp.	2.60 @ 76 °F	0.92 @ 85 °F	1.05 @ 72 °F	0.08 @ 60 °F
R _{mf} @ Meas. Temp.	2.22 @ 76 °F	0.49 @ 80 °F	0.50 @ 70 °F	0.08 @ 60 °F
R _{mc} @ Meas. Temp.	--- @ --- °F	--- @ --- °F	--- @ --- °F	--- @ --- °F
Source: R _{mf} R _{mc}	M ---	M ---	M ---	---
R _m @ BHT	1.16 @ 179 °F	0.26 @ 298 °F	0.25 @ 302 °F	0.01 @ 385
TIME				
Circulation Stopped	21 HOURS	27 HOURS	27 HOURS	52 HOURS
Max. Rec. Temp.	179 °F	298 °F	305 °F	390 °F
Equip. Location	5638 DUN.	7641 WOOD.	7638 WOOD.	3301 WOOD.
Recorded By	SMITH	HARRIS, SIMS	BAKER, HARRIS	HARRIS, PALMER
Witnessed By	EAKINS, JEZEK	JEZEK, EAK	NS-EAKINS, JESEK	- POOL, EAKINS

Рисунок 3. Шапка акустического каротажа

Записи выполнялись с апреля 1973 г. по февраль 1974 г. Из-за неконтролируемого выброса газов нижняя часть разреза осталась неохарактеризованной геофизическими исследованиями скважин. Однако наличие коллекторов и продуктивность Силурского карбонатного разреза были доказаны.

силура и дополнительные перспективные объекты свиты Честер (Chester), скважина была закончена и введена в эксплуатацию на расположенные на отметке 4000 м, верхние горизонты Гранитного Смыва (Granite Wash) (рис. 4).

Скважина работала с мая 1975 г. по июль 1997 г. (225 мес.). За это время с

неё было получено 18659 барр. нефти и 1632986 тыс. куб. футов газа. Суммарная добыча не окупила всех затрат, но прецедент геологического успеха был создан.

Несколько более успешной попыткой стало месторождение Ранчо Миллз (Mills Ranch) компании Chevron. Оно было открыто ещё в 1972 г., но его глубинный

потенциал был подтвержден в декабре 1975 г. скв. Джеймс-1 (James-1), которая вскрыла первый продуктивный интервал

известняков Хантон (Hunton) на отметке 6605 м, а затем была заглублена до отметки 7462,11 м с целью оценки потен-

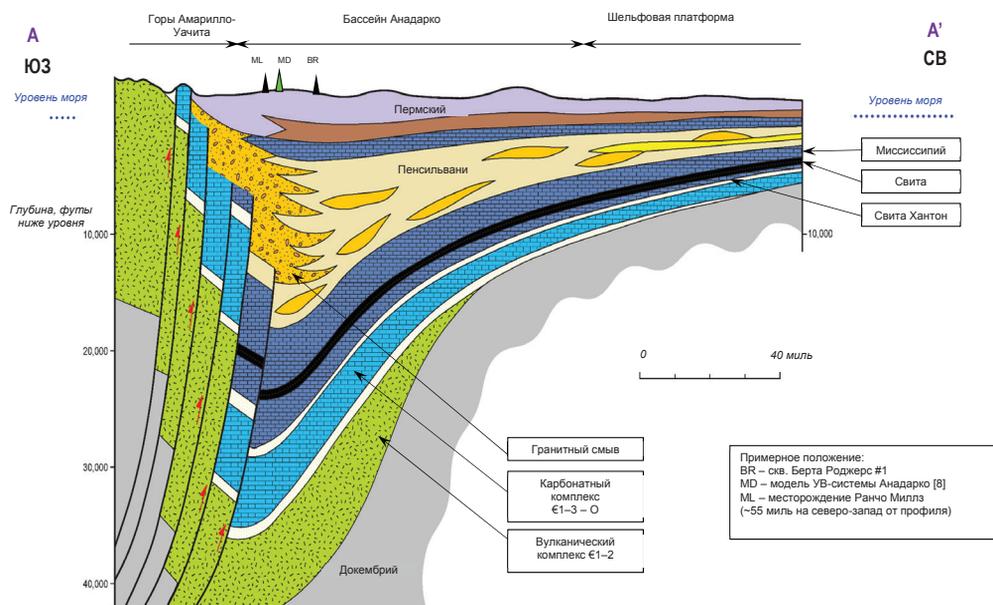


Рисунок 4. Геологический разрез бассейна Анадарко по линии с юго-запада на северо-восток через внешнюю зону орогенного пояса, передовой прогиб и платформенную область [6]

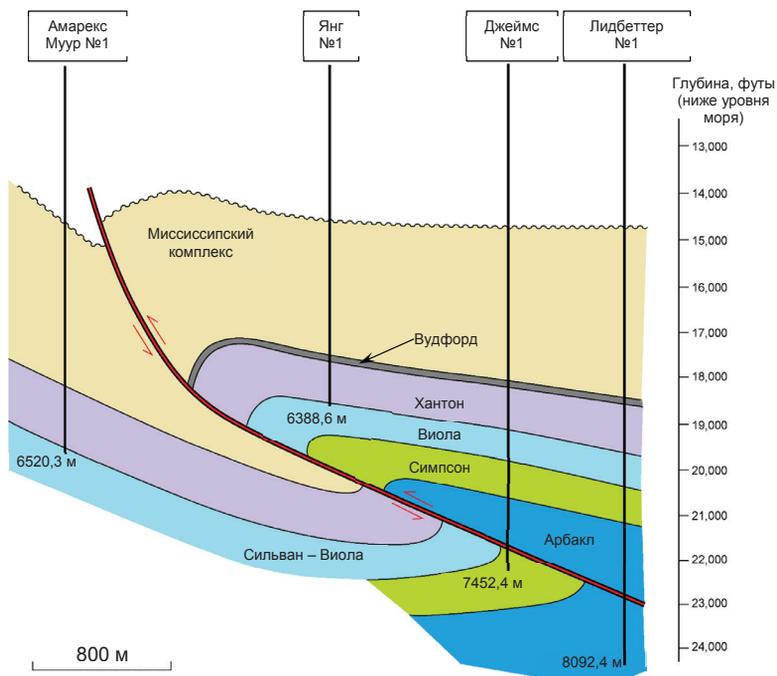


Рисунок 5. Разрез через северную часть месторождения Ранчо Милз (Mills Ranch) с отметками забоя, м [7]

циала свиты Арбакл (Arbuckle) (рис. 5). Ствол был закончен как двойной объект с перфорацией 6323,7–6492,2 м (получено 72000 млн куб. фут/сут газа) и 6985,4–7296,0 м (31000 млн куб. фут/сут газа).

Существенные затраты на бурение и требования по применению новейших технологий на многие годы сделали область разведки сверхглубоких горизонтов ареной соперничества крупнейших нефтегазовых корпораций. Бассейн Анадарко (Anadarko) до конца XX в. являлся одной из крупнейших газоносных провинций Северной Америки и часто служил «отправной точ-

кой» такого рода исследований как для североамериканских компаний (Mobiloil, Anadarko, Chevron), так и для иностранных (CNOOC, Китай, и Shell, Голландия). Выполненное на материалах Геологической службы США (United States Geological Service, далее – USGS) моделирование УВ-системы предгорной части бассейна показало, что перспективы генерации газа и, соответственно, развития вторичных коллекторов доходят по крайней мере до 10500 м, а для карбонатных комплексов кембрийско-ордовикского возраста могут располагаться даже глубже (рис. 6).

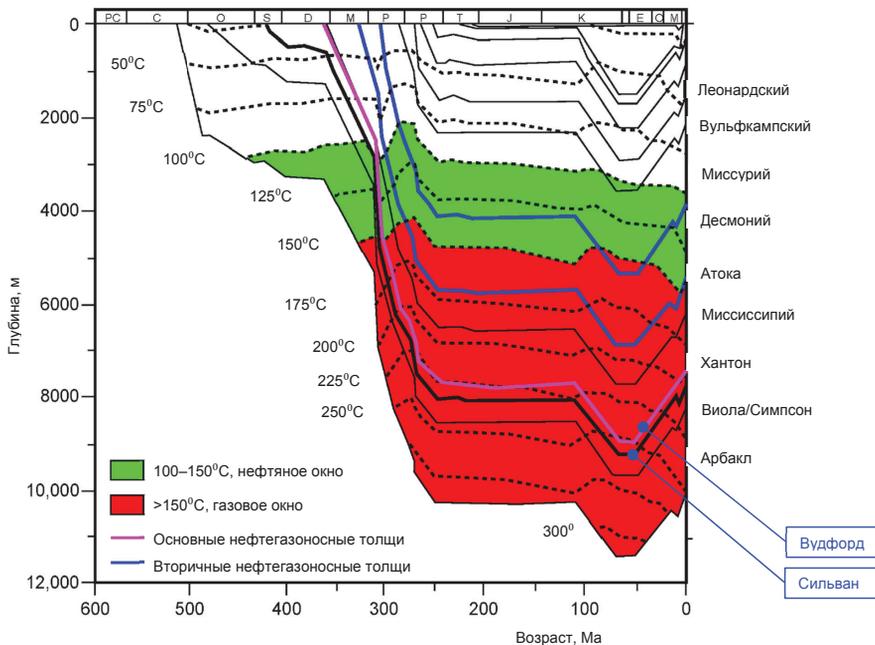


Рисунок 6. Модель УВ-системы бассейна Анадарко (положение 5)

Показывает многостадийную генерацию различных толщ [8]. Генерация конденсата продолжается по крайней мере до 7000 м, а газа – до 10500 м.

Практически одновременно с поисками залежей больших глубин в Северной Америке аналогичные попытки были предприняты в Европе – в Венском бассейне и на побережье Адриатики.

Венский бассейн (Австрия)

Венский бассейн представляет собой отрицательную структуру в форме неправильного, вытянутого ромба и располагается на территории Австрии, Чехии и Словакии. В длину он достигает 200 км, в ширину – 52 км. На северо-западе его ограничивает сильно деформированный Богемский массив, сложенный кристалли-

ческими породами, а на юге и юго-востоке – горные системы Альп и Карпат (рис. 7). Изучением его геологического строения занимались на протяжении более 200 лет. Это отрицательная структура с тремя четко выраженными тектоно-стратиграфическими комплексами и более чем сотней крупных систем разломов. Разрывные нарушения связаны с механизмами растяжения и сохраняют углы падения от 50° до 60°. Различные блоки перемещались вдоль поверхностей разломов на расстояния до 8000 м (от 4000 до 6000 м по вертикали), что соответствовало превышению горных палеосистем перед эрозией [9].

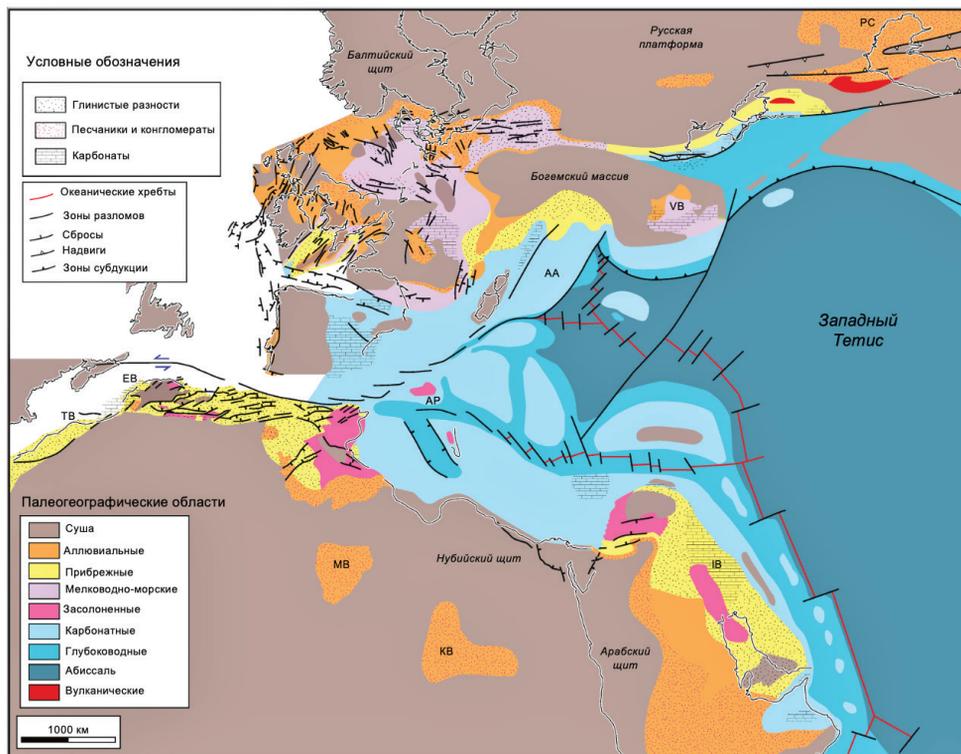


Рисунок 7. Фрагмент палеогеографической карты Кейперовского мега-бассейна на карнийско-норийское время (верхний триас, ~238–206 Ma) [10]

Венский бассейн является типичной структурой растяжения (в ряде случаев его описывают как бассейн присдвигового растяжения), ромбической формы (roof-apt), двумя депоцентрами, в которых накапливались мощные толщи осадков, разделённых областью «центральных подъёмов» и ограниченных системами крутых разломов [11]. Это одна из основных УВ-провинций Центральной Европы, насчитывающая более 7000 скв., которые выявили многочисленные залежи нефти, газа и конденсата практически во всех стратиграфических подразделениях. В его строении принимают участие кристаллические породы фундамента, автохтонные осадки мезозоя, отложения передового прогиба кайнозоя, системы Альпийских надвигов и мощные терригенные толщи неогена, связанные с бассейном сдвигово-го типа.

Поиски в сверхглубоких разрезах

История поискового сверхглубокого бурения здесь началась в 1968 г., когда австрийской компанией

OMV Aktiengesellschaft была пробурена скв. Schonkirchen ST2 с отметкой забоя в 6009 м. Полученные результаты (промышленный приток газа с содержанием H_2S ~2% и CO_2 ~12%) позволили обосновать перспективность мезозойских комплексов, залегающих под Альпийско-Карпатской складчатой системой. На тот момент в качестве потенциальных объектов рассматривались преимущественно газоносные интервалы. Самая глубокая нефть в этом регионе была получена в 1967 г. на юге Баварии (Германия) из отложений молассы с глубины 4420 м. После подтверждения возможной коммерческой значимости были пробурены ещё три «пустые» разведочные скважины. В 1980 г. четвертая скв. Zistersdorf Ubertief 1a достигла глубины 7544 м, где произошёл неконтролируемый выброс газа, приведший через 5 сут к осыпанию призабойной части, аварии и потере открытого ствола. Приток газа составил более 1,13 млн $m^3/сут$ и состоял из CH_4 (~98%) и CO_2 (~2%). Коллекторы описываются как трещиноватые известняки рифового типа. С целью поис-

ка этой газовой залежи была пробурена скв. Zistersdorf UT2A, однако при забое в 8553 м признаков подвижных углеводородов в этом интервале не обнаружено).

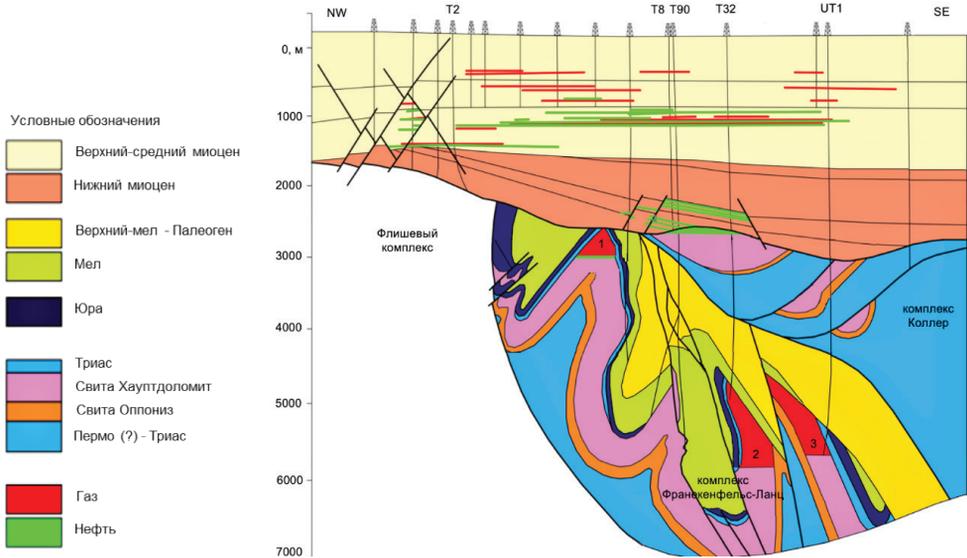


Рисунок 8. Сводный геолого-геофизический разрез через Венский бассейн (по Rupprecht [12]) и выделение структурно-тектонических комплексов [9]

1 – $H_2S \sim 1,5\%$; $CO_2 \sim 8\%$; 2 – $H_2S \sim 2,0\%$; $CO_2 \sim 12\%$; 3 – $H_2S \sim 2,0\%$; $CO_2 \sim 13\%$

В скв. Zistersdorf UT2A было испытано два интервала: первый интервал, 7389–7407 м, при пластовой температуре в 205°C на отметке 7450 м показал присутствие газа в объеме до 50000 м³ при проницаемости в 0,001 мД, а второй интервал, 7137–7162 м, при пластовой температуре

в 200°C и давлении 154,4 МПа характеризовался пористостью в 3% и средней проницаемостью в 0,001 мД (табл. 1). При этих параметрах не было получено притоков, позволявших говорить о присутствии здесь потенциально коммерческих коллекторов.

Таблица 1. Температуры скважин Венского бассейна

Скважина	Глубина, м	Температура (МАКС), °C	Градиент, °C/100 м
Mau UET 1a	6285	170	2,55
Zi UET 1a	4572	123	
Zi UET 1a	4666	128	
Zi UET 1a	6704	168	2,36
Zi UET 2A	2012	65	
	2256	75	
	4267	92	
	6005	173	
	7455	205	
	7883	211	
	8250	220	
	8553	230	2,57

Градиенты даны с учетом средней температуры поверхности +10,2°C [9]

Более перспективной выглядела толща карбонатов верхнеюрского возраста. После её перфорации в интервале 6304–

6313 м был получен устойчивый приток нефти в 135 м³/сут и газа 64000 м³/сут; предварительный анализ показал наличие

по крайней мере 14000 м³ растворенного газа и 8 млн м³ извлекаемых запасов. Этот интервал был введён в пробную эксплуатацию (продолжительное испытание на приток) в феврале 1986 г. К марту 1987 г. здесь было получено 4974 м³ нефти и 2925,9 тыс. м³ попутного газа, после чего работы были прекращены.

Следующая скв. Maustrenk UT1a с забоем в 6563 м дала приток нефти с газом, но проработала лишь несколько месяцев. Последняя из серии сверхглубоких поисковых скважин, скв. Aderklaa UT1a, дошла до отметки в 6630 м и вскрыла кристаллический фундамент, но также не содержала следов углеводородов (рис. 8). После этого исследования больших глубин Венского бассейна были остановлены более чем на 25 лет [9]. «Второе дыхание» сверхглубокие разрезы получили благодаря обоснованию возможностей закачки в молассовые интервалы попутного CO₂, что принципиально может изменить налогообложение и экономику таких проектов [13]. Определённые перспективы также связаны с доломитами триасового возраста (свита Хаупт-доломит (Hauptdolomit)), которые рассматриваются как вероятный источник гидротермальной энергии.

При испытании скв. Schoenkirchen Tief (ST2) из интервала 5046–5312 м при давлении в 59,8 МПа был получен приток газа, превысивший 900 тыс. м³/сут. Несмотря на то, что структурно-тектонические условия не дали возможности в полной мере использовать сейсмику, и оценочное бурение велось исключительно на основании геологической информации, программа доразведки и оценки оказалась успешной. На расстоянии около 1 км было пробурено ещё 3 скв., из которых ни одна не вскрыла продуктивных интервалов. В 1969 г. это месторождение было введено в разработку, и за 50 лет из него было получено 12,5 млрд м³ природного газа. Повышенное содержание CO₂ и H₂S, а также аномально высокие пластовые температуры потребовали строительства завода-сепаратора и организации закачки попутного углекислого газа сначала для поддержания пластового давления, а затем и для его захоронения. В табл. 2 приводится детальный состав газовой смеси, полученной при пробной эксплуатации. Коллекторы месторождения характеризуются пористостью и проницаемостью «двойного типа», когда существенную роль играет открытая трещиноватость (табл. 3).

Таблица 2. Состав газа, полученного при пробной эксплуатации свиты Хаупт-доломит (Hauptdolomit) [13]

Состав	Содержание, мол.%	Состав	Содержание, мол.%
C ₁	83,4	iC ₅	0,04
C ₂	0,83	nC ₅	0,32
C ₃	0,21	C ₆₊	0,96
iC ₄	0,06	N ₂	11,72
nC ₄	0,09	CO ₂	2,33
iC ₅	0,04	H ₂ S	

Таблица 3. Некоторые петрофизические параметры триасовых коллекторов [14, 15]

Параметр	Хаупт-доломит (Hauptdolomit)	Хаупт-доломит (Hauptdolomit). Кора выветривания	Песчаники свиты Бокфлайс (Миоцен)
Проницаемость матрицы, мД	50	90	400
Проницаемость трещин, мД	750	550	
Пористость матрицы, %	3,7	6,2	8,5
Пористость трещин, %	1,2	1,7	
Максимальная эффективная мощность, м	750–1900	52	24

Благодаря большим эффективным мощностям, часто превышающими 650 м, эти отложения рассматриваются в качестве одного из основных объектов для закладки и хранения природного газа [15]. Эти

же разрезы могут служить для утилизации пластовой (попутной) воды и углекислого газа соседних площадей. Сведения о сверхглубоких скважинах на территории Австрии приведены в табл. 4 и 5.

Таблица 4. Сверхглубокие поисковые скважины на территории Австрии [16]

Скважина	Начало бурения	Окончание бурения	Забой, м**
Schonkirchen T32*	22.11.1966	05.12.1967	6009
Schonkirchen T90	20.05.1973	28.05.1975	6122
Ganserndorf UT1	27.10.1975	15.12.1977	6346
Berndorf 1	21.04.1978	06.06.1979	6028
Prottes UT2	28.04.1981	14.08.1982	6043

*T32 – первооткрывательница газового месторождения Schönkirchen Ultra Deep.

**Отсчет глубин от среднего уровня моря. Скважины, расположенные в предгорной области, характеризуются отметками устья от 119 до 517 м.

Таблица 5. Сверхглубокие (ультраглубокие) скважины Венского бассейна (Австрия)

Площадь	Скважина	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Забой, м
Schönkirchen	T32	22.11.1966	05.12.1967	6009
Schönkirchen	T90	20.05.1973	28.05.1975	6122
Gänserndorf	UT1	27.10.1975	15.12.1977	6346
Berndorf	1	21.04.1978	06.06.1979	6028
Prottes	UT2	28.04.1981	14.08.1982	6043
Zistersdorf	UT1a	02.11.1977	26.01.1980	7544
Zistersdorf	UT2A	06.03.1981	31.05.1983	8553
Maustrenk	UT1a	4.09.1982	14.09.1984	6563
Aderklaa	UT1a	12.07.1982	23.01.1985	6630

Скважины, выделенные жирным шрифтом, вскрыли автохтонные мезозойские отложения

Практически одновременно с этими работами поиски углеводородов на больших глубинах выполнялись и на сопредельной территории нынешней Словении. В пределах Венского бассейна здесь были пробурены три сверхглубокие скважины, две из которых вскрыли триасовые породы

(табл. 6). Все скважины были заявлены как поисковые, однако данные о присутствии в них (нижних частях разреза) коллекторов отсутствуют. В табл. 7 приводятся сведения о стоимости сверхглубоких скважин, приведенные к уровню 2021 г.

Таблица 6. Сверхглубокие скважины Венского бассейна (Словакия)

Площадь	Скважина	Альтитуда, м	Окончание бурения	Забой, м /литология
Smolinske	Sm-26	184,24	1995 (?)	6405
Sastin	S-12	168,02		6505/ангидриты
Laksarska Nova Ves	LVN-7	245,8	1974	6405/(Хаупт-доломит (Hauptdolomit)/ангидриты)
Zavod	93			6439/мезозой

Таблица 7. Стоимость сверхглубоких скважин в пересчете на 3 кв. 2021 г. [9, 17] *

Скважина	Год окончания бурения	Забой, м	Номинальная стоимость, млн	Стоимость за 1 м, евро	Реальная цена на 2021 г.	
					млн евро	млн долл. США
Zistersdorf ÜT1a**	1980	7,544	412 (ATS)	10,868	82,02	96,78
Zistersdorf ÜT2 (2A/2Aa)	1983	8,553	710 (ATS)	14,182,3	121,31	143,15
Maustrenk ÜT1a	1984	6,563	525 (ATS)	12,933,5	84,9	100,18
Aderklaa UT1 (1a/1b)	1985	6,630	545 (ATS)	12,875,9	85,36	100,72
KTB Project	1994	9,101	528 (DM)	48,283,8	439,49	518,6

*при средней инфляции в 2,38%/г.

**см. Словарь некоторых иностранных терминов

ATS – Австрийский шиллин

DM – Немецкая марка

Стоимость проекта Континентального Глубокого Бурения (Kontinentales Tiefbohr-Programm der Bundesrepublik Deutschland) в Германии (Windisch-Eschenbach) включает в себя 4000 м керн (вынос = 3594 м) и существенно более полную программу каротажных работ.

Несмотря на наличие терригенных разрезов, в Венском и Молассовом бассейнах предпочтение отдается разнообразным, более глубоким карбонатным разрезам: Хоефлейн (Hoeflein), Рейсдорф-доломит (Reisdorf), Хаупт-доломит (Hauptdolomit), Шоенкирхен-Убертиф (Ubertief) и Адерклаа (Aderklaa) [18]. В 2006–2016 гг. австрийская нефтегазовая компания OMV Aktiengesellschaft создала специальный Фонд энергетики будущего в размере 100 млн евро, задачами которого стоят разработка новых «чистых» технологий, контроль и утилизация попутных продуктов существующих проектов [19].

Скв. Aderklaa UT1 была первой попыткой определить глубинный потенциал выветрелой части кристаллического фундамента Богемского массива и расположенного над ним автохтонного осадочного комплекса. Предполагалось, что залегающие на больших глубинах породы палеозоя, мезозоя и молассы могут содержать потенциальные коллекторы. Наличие положительной структуры подтвердилось, однако на отметке в 6223 м вместо прогнозированных разрезов среднеюрского возраста и/или триаса скважина вскрыла кристаллические слюдястые сланцы. Для окончательного решения этого вопроса была сделана боковая нарезка (UT1b), в которой был отобран керн, подтвердивший отсутствие юрских пород.

В интервалах 6250–6050 м и 5700–5500 м были установлены цементные перекрытия, а затем в отложениях флиша и Известковых Альп (Nördliche Kalkalpen) выполнены испытания, которые

показали отсутствие подвижных углеводородов.

Бассейны Адриатики

Паннонский бассейн (Хорватия)

В Хорватии сверхглубокие разрезы пермо-триасового возраста охарактеризованы скважинами в Паннонском бассейне (26000 км²) и Адриатическом, в его оффшорной части (38450 км²).

В оффшорной части самая глубокая скв. J-10 дошла до отметки 6010 м и не встретила признаков подвижных углеводородов. Несмотря на 2D сейсмику хорошего качества и высокую степень покрытости, к концу 2014 г. здесь насчитывалось только около 120 скв., подавляющее большинство из которых вскрывали неглубокие разрезы. Перспективы триаса связаны с измененными процессами карстообразования карбонатными породами, которые местами содержат до 1,7% органики типа II S. Очевидно, что этой информации совершенно недостаточно для адекватной оценки этой территории.

Разведочная скв. Власта (Vlasta 1aIX) в 1986 г. при забое 6519 м вскрыла мощную толщу эвапоритов с известняками, выделенную в свиту Власта-Комица (Vlasta-Komiza). В нижней части разреза были отмечены нефтепроявления, но скважина стала испытывать технические трудности и была остановлена [20]. Всего опробовано два интервала с нефтепроявлениями: преимущественно доломитовая толща 5510–5539 м (притока не получено) и 5402–5456 м с чередованием известняков

и ангидритов (5402–5456 м), где получена смесь нефти (2 м³, API = 26,5) и воды (2 м³, солёность 160 г/л, 400 ppm H₂S). Сходный разрез, но сокращённой мощности и без признаков углеводородов, был вскрыт в скв. Маха-1 (Maħa-1) при забое в 5942 м.

Ещё две скважины, превысившие отметку в 6000 м, подтвердили наличие чередования эвапоритов и обломочных разностей триасового возраста, но не дошли до нижележащих терригенных комплексов с вероятными коллекторами – Алессандра 1 (Alessandra 1) и Эрнесто 1 (Ernesto 1). Глубокие перспективы этого региона связаны, в первую очередь, со сложными карбонатно-эвапоритовыми разностями триасового возраста, где ожидается развитие коллекторов карстового типа и известняково-обломочных (кальцо-турбидитов) мелового.

Выполненное по результатам сейсморазведки и имеющимся данным со скважин моделирование показало, что основная фаза генерации нефти происходит при 0,7–1,0% и продолжается до 1,3%. В центральной части бассейна эти интервалы соответствуют глубинам 6800–8200 м и от 8200 м, и до более чем 9000 м, где ожидаются отложения нижней юры и триаса [21]. Открытие в 2008 г. промышленного нефтяного месторождения Ровести (Rovesti) поддерживает интерес к этому региону.

Перспективность глубинных интервалов также повышается из-за снижения температурных градиентов по мере углубления. Так, при анализе региональных геотермальных градиентов оффшорных участков было отмечено, что в скв. Кейт-1 (Kate) и Маха-1 (Maħa) значения температурного градиента меняются от 2,5°C/100 м в интервале 4000–5000 м до 1,7°C/100 м в интервале 5200–6100 м, а на сверхглубоком интервале 5200–6200 м в скв. Власта (Vlasta 1aIX) составляет 1,2°C/100 м [21].

Динаридский бассейн и скв. Брак-1β (Brac-1β), Словения

Динаридский осадочный бассейн формирует вытянутую структуру от северо-запада Словении на юго-восток в направлении Албании. В его строении принимают участие различные седиментационные комплексы палеозоя, мезозоя и кайнозоя с суммарной мощностью, по данным дистанционных методов, до 15000 м [22]. Потенциально нефтематеринские породы

отмечаются здесь в отложениях карбона, перми среднего и верхнего триаса, в верхней юре и мелу.

Изучение глубокого потенциала этой территории началось примерно в 1975 г. бурением скв. Нин-1 (Nin-1), достигшей отметки в 5600 м, и скв. Брак-1β (Brac-1β) с забоем 6047 м. Затем в 1981 г. была пробурена ещё одна глубокая поисковая скв. Полхика-1 (Poljica-1) глубиной 5515 м, после чего программа глубинных работ была приостановлена. На основании обобщения имеющейся геолого-геофизической информации выделяется три основных структурно-стратиграфических комплекса, содержащих коллекторы:

1. Комплекс карбонатной платоформы мелового возраста.
2. Смешанный ангидрито-карбонатный нижнемелового и верхнеюрского возраста.
3. Смешанный обломочно-эвапоритово-карбонатный, пермо-триасовый.

Особые перспективы связывались с породами мезозоя, сложенными эвапоритами и карбонатами, которые занимают обширную территорию площадью более чем 18000 км² [23]. Здесь были зафиксированы самые значительные глубокие проявления нефти и газа.

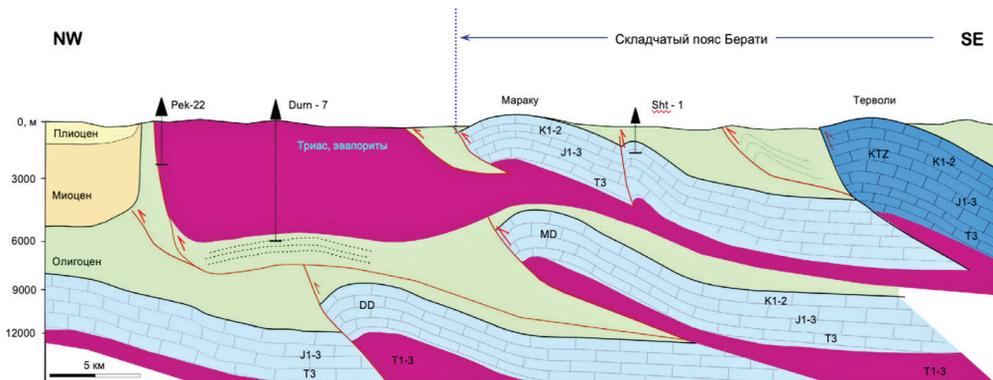
Разведочная скв. Брак-1β (Brac-1β) была заложена на одноимённом острове возле населённого пункта Милна. Она подтвердила наличие работающей УВ-системы, исключительные изолирующие свойства эвапоритовой покрышки, а также присутствие аномально высокого пластового давления (далее – АВПД). Начиная с отметки в 6014 м, в скважине отмечалось присутствие газообразных углеводородов (C₁–C₅), воды с содержанием H₂S (более 400 ppm) и CO₂. Полученный приток пластовых флюидов, содержащих ядовитые компоненты, в сочетании с аномально высоким давлением (на забое превысило 110 МПа) вынудили прекратить дальнейшие буровые работы. Однако эти результаты позволили обосновать расширение перспектив поиска жидких углеводородов в данном регионе по крайней мере до отметки глубин в 6500–7000 м [22].

Йенский бассейн (Албания)

Почти пятикилометровая толща ангидритов с галитом триасового возраста была вскрыта в Йенском бассейне на юге Албании. Скв. Думре 7 (Dumre 7) была

остановлена на забое 6120 м, вскрыв верхнюю часть олигоцена [24]. В этом бассейне выделено несколько работающих УВ-систем с коллекторами в трещиноватых карбонатах мезозойского возраста и песчаниках миоцена. Здесь также значительные

перспективы могут быть связаны со структурами, образованными в результате многоуровневых надвигов, осложненных ремобилизацией и отжатием соляных масс триасового возраста (рис. 9).



Дополнительно обозначены структуры:
DD - «Глубокий Думре»
MD - «Глубокий Мараку»
KTZ - зона складчатости Кружа-Томорри

Рисунок 9. Сейсмогеологический профиль через структуру Думре с глубинными системами надвигов [24]

Бассейны Дэлавер (Delaware) и Вал-Верде (Val Verde)

Потенциал сверхглубоких разрезов Элленбургер (Ellenburger). Более 40 лет ожидания

Наиболее погруженные части бассейнов Дэлавер (Delaware) и Вал-Верде (Val Verde), входящих в состав более крупного структурно-тектонического комплекса палеобассейна Тобоса, оформившегося в среднем ордовике, в течение более чем 50 лет привлекают внимание геологов-нефтяников (рис. 10). Одними из основных седиментационных комплексов, обладающих значительным УВ-потенциалом, являются пласты свиты Элленбургер (Ellenburger), представленной различными доломитами и плотными известняками кембрийско-ордовикского возраста и несогласно залегающими на них глинистыми известняками и мергелями свиты Уиллоу (Willow) и пластов группы Симпсон (Simpson), датируемых верхним ордовиком. Наиболее значимыми маркерами здесь являются чёрные сланцы свиты Барнетт (Barnett) миссисипского возраста (нижний карбон).

Работы на этом объекте затруднены целым рядом труднопрогнозируемых параметров:

- 1) Быстро меняющаяся структура цен как на добываемое сырьё, так и на сервисные услуги;
- 2) Сложности с определением технически извлекаемых запасов;
- 3) Высокие начальные затраты, длительность эксплуатации и присутствие CO₂;
- 4) Как дополнительный риск глубоких и сверхглубоких разрезов, необходимость внутренней конкуренции с другими проектами, которые потенциально могут окупаться значительно быстрее.

В глубоких и сверхглубоких разрезах выделяется 3 группы (типа) коллекторов, связанных с крупными элементами (рис. 11, 12).

По сложившейся терминологической практике к глубоким разрезам здесь относятся все отложения, залегающие на глубинах от 4500 до 9500 м. Наиболее важные открытия были сделаны достаточно давно, а полученные материалы обрабатывались и интерпретировались различными местными и зарубежными группами специалистов много раз. Вероятно, одной из первых скважин, в которой было установлено наличие коллекторов со следами углеводородов, была скв. University EE-1, пробуренная в 1958 г. на землях, принад-

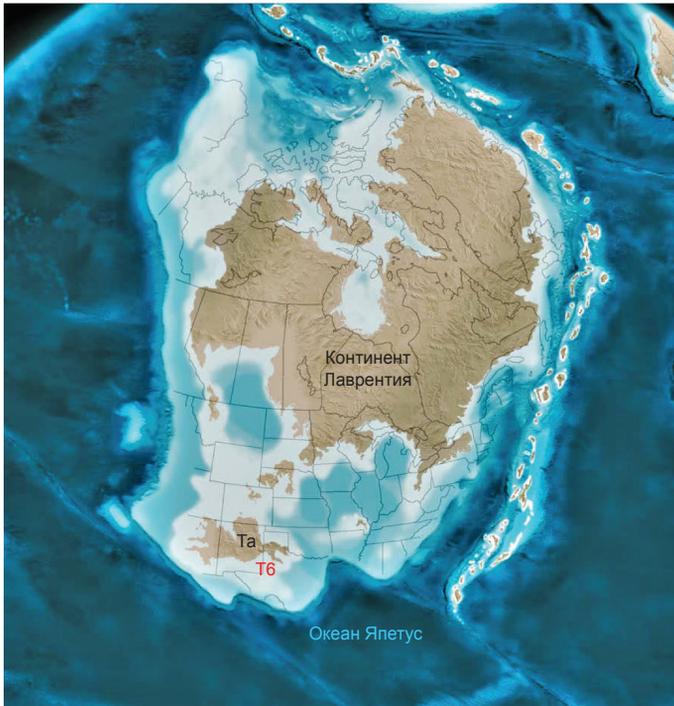


Рисунок 10. Реконструкция плиты Лаврентия на время нижнего ордовика (485 млн лет)
Территория западного Техаса и бассейн Тобоса (Т6) располагались на юго-западной окраине континента, на границе с глубоководной частью океана Япетус [25].

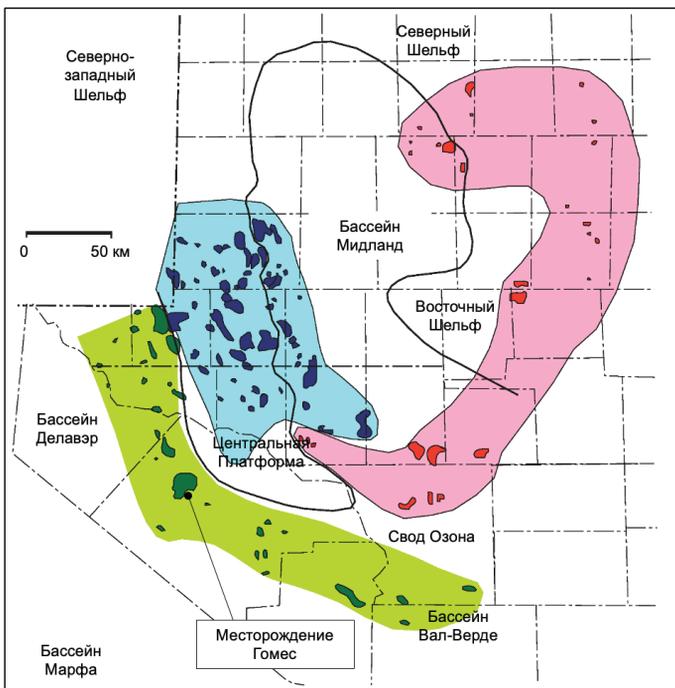


Рисунок 11. Три группы коллекторов свиты Элленбургер, структурно-тектонические элементы и основные месторождения [26]

Условные обозначения: голубым цветом показан измененный карст, зеленым – связанная с тектоническими нарушениями трещиноватость, розовым – карбонатная платформа.

лежащих одному из университетов в Техасе (рис. 13). В табл. 8 приводятся некоторые характеристики первых скважин, вскрывших эти комплексы.

Таблица 8. Первые сверхглубокие скважины Пермского мегабассейна, вскрывшие отложения свиты Элленбургер (Ellenburger)

Оператор	Скважина	Бассейн/штат	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Глубина забоя, м
Ральф Лав Эстейт (Ralf Lave Estate)	Университет № 1–17 (University #1-17)	Пермский/Техас		1972	8686,8
Одинокая Звезда (Lone Star)	Эрнст Р Баден № 1 (Ernst R Baden #1)	Арканзас/Оклахома	04.09.1970	20.10.1972	9159,2
МакГуллок Ойл (MacCulloch Oil)	Изли № 1 (Izzli #1)	Арканзас/Оклахома	05.04.1971	18.09.1973	8244,8
Одинокая Звезда (Lone Star)	Берта Роджерс № 1 (Berta Rogers #1)	Арканзас/Оклахома	25.11.1972	18.04.1974	9583,2
Галф Ойл (Gulf Oil)	Эмма Луи Юнит № 1 (Emma Lui Unit #1)	Пермский/Техас	21.05.1978	30.07.1980	9028,8
Шеврон (Chevron)	Университет 23–3 № 1 (University 23-3 #1)	Пермский/Техас	08.11.1978	01.06.1981	8762,1
Напеко Инк (Napresco Inc)	Центурион № 1 (Centurion #1)	Пермский/Техас	05.10.1979	23.06.1981	8235,4
Хант Энерджи (Hunt Energy)	Ранчо Серф 1–9 (Serf Ranch 1–9)	Пермский/Техас	29.04.1979	06.09.1982	9037,3
Кимбалл Продакшн (Gumball Production)	Университет № 17 (University #17)	Пермский/Техас		1982	8686,8
Чесапик (Chesapeake)	Дункан № 1–34 (Duncan #1-34)	Арканзас/Оклахома	20.02.1981	15.01.1983	8934,3
Чесапик (Chesapeake)	Робинсон № 1–1 (Robinson #1-1)	Арканзас/Оклахома	06.07.1981	25.01.1984	8912,7

*н/а – нет данных

Данные в обобщающих работах [28, 29] указывают на низкий процент успешности поисков здесь глубоких и сверхглубоких залежей газа – около 22% – и сравнительно невысокий уровень успешности бурения и заканчивания эксплуатацион-

ных стволов – не более 80%. Это же было характерно и для более ранних стадий разведки свиты Элленбургер. В табл. 9 приводятся данные по первым открытиям этого района.

Таблица 9. Основные глубокие объекты свит Элленбургер (Ellenburger) и Симпсон (Simpson) бассейна Вал-Верде (Val-Verde) (Пермский мегабассейн)

Структура	Год открытия	Глубина залегания коллектора, м	Среднее кол-во интервалов, ед.	Суммарная добыча на 1 скв., млн куб. футов*	Содержание CO ₂ , %
Гомес (Gomez)	1963	6340	56	246,777	2,7
Хамон (Hamon)	1965	6248	7	50,658	8,4
Линтерна (Linterna)	1966	6553,2	2	1,191	7,0
Рохо Кабаллос, запад (Rocho Caballos)	1966	6248,4	4	31,822	3,15
Торо (Toro)	1966	6065,5	11	49,952	2,35
М и В (M&B)	1967	6736,1	1	0	1,9
РодаУолкер (Roda Walker)	1967	6187,4	2	3,807	10,31

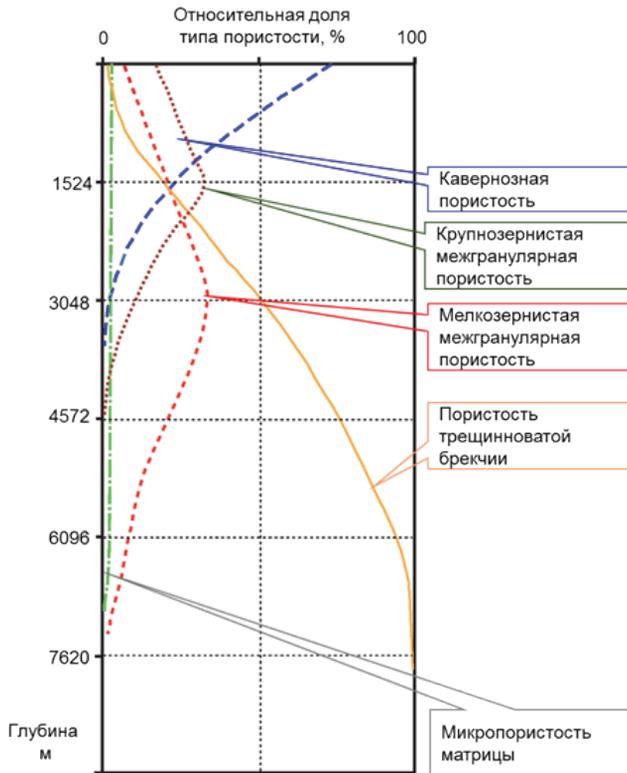


Рисунок 12. Распределение типов пористости свиты Элленбургер по глубине [27]

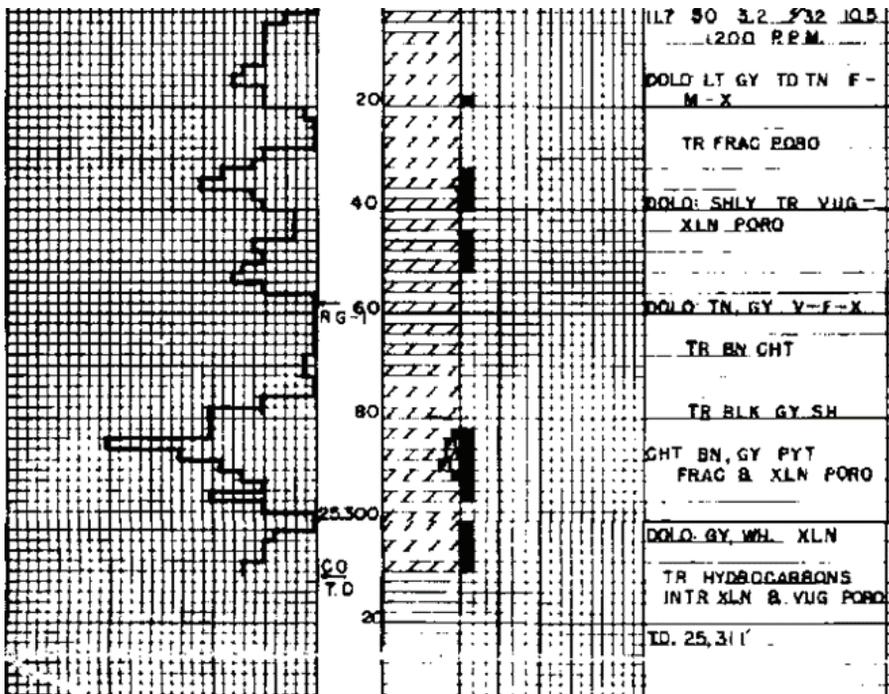


Рисунок 13. Скв. University EE-1 (14 октября 1958 г.). Шламограмма призабойной части разреза (7714,8 м)

Отмечена открытая пористость кавернозного типа (стрелки), со следами УВ ниже отметки 7705,34 м.

продолжение таблицы

Структура	Год открытия	Глубина залега-ния коллектора, м	Среднее кол-во интервалов, ед.	Суммарная добыча на 1 скв., млн куб. футов*	Содержа-ние CO ₂ , %
Овцевод (Sheepman)	1967	5913,1	1	34	?
Криттендон (Crittendon)	1968	6614,2	1	6,781	1,8
Ми Вида (Mi Vida)	1969	5608,3	4	0	50,0
Барстоу (Barstow)	1970	5913,1	0	0	49,5
Еветтс (Evitts)	1970	6187,4	1	0	1,82

На месторождениях, где добыча не указана («0»), разрабатывались только верхние горизонты

В 1997–1998 гг. в USGS был выполнен анализ глубоких и сверхглубоких скважин, собранных в базе данных. Основными задачами стояли выработка практических рекомендаций и обеспечение геологической поддержки поисков глубокозалегающих газоносных объектов. В анализе также указывалось, что возможность успешных в экономическом плане проектов будет определяться, в первую очередь, принципиальным повышением качества разведочных работ, средняя успешность которых пока не превышает 60%.

Побережье штатов Луизиана и Техас

Тренд Тускалуса-Вудбайн (Tuscaloosa-Woodbine). Несомненный успех циклостратиграфии

Ещё одним объектом, в котором, несмотря на многочисленные попытки, выявить коммерческие залежи в глубоких комплексах не удалось, является свита Тускалуса (Tuscaloosa) верхнемелового возраста (рис. 14).

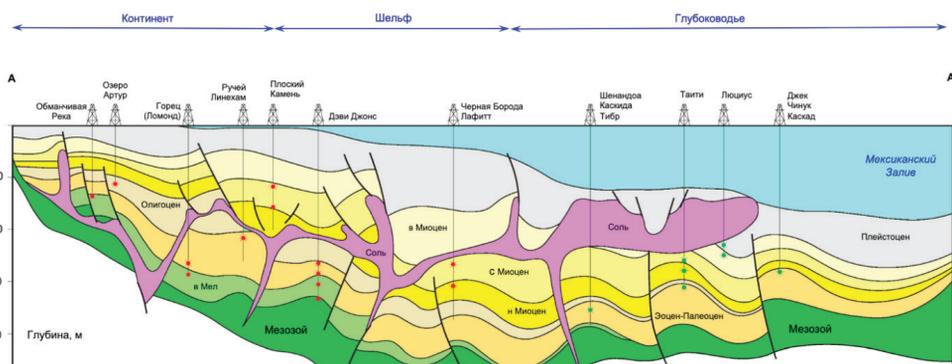


Рисунок 14. Сейсмогеологический разрез (с северо-запада на юго-восток), основные нефте- и газопроявления [30, 31]

Первые два крупных открытия относятся к 1975 г., когда компания Chevron пробурила два расположенных рядом объекта с глубинами 6035 и 6218 м, ставшими месторождением Обманчивая Река (False River) и месторождением Судья Дигби (Judge Digby). На скважине-первооткрывательнице (No. 1 Alma Plantation), расположенной в 15 км на северо-запад от г. Батон-Руж, был получен фонтанный приток газа в 20 млн куб. фут/сут.

В последующие 5 лет было пробурено 119 скв. (глубоких и сверхглубоких) с геологическим успехом около 16,7% при успехах разработки, не превышавших 50%. Но несмотря на более чем скромные результаты, этот объект был объявлен основным направлением для дальнейших поисков газа в Луизиане [32].

Коллекторы месторождения Судья Дигби (Judge Digby) связаны с мощными (до 250 м) толщами средне- и грубозер-

нистых песчаников с прослоями конгломератов, отложенными в условиях речных долин и проксимальных частей дельт. Коллекторы месторождения Обманчивая Река (False River) несколько более молодые и представлены литофациями барьерного бара – мелко- и среднезернистыми пес-

чаниками. В обоих залежах фильтрационно-емкостные свойства (далее – ФЕС) оказались исключительно хорошими, с общими пористостями, достигающими до 25%, и абсолютными проницаемостями, превышающими 100 мД (рис. 15).

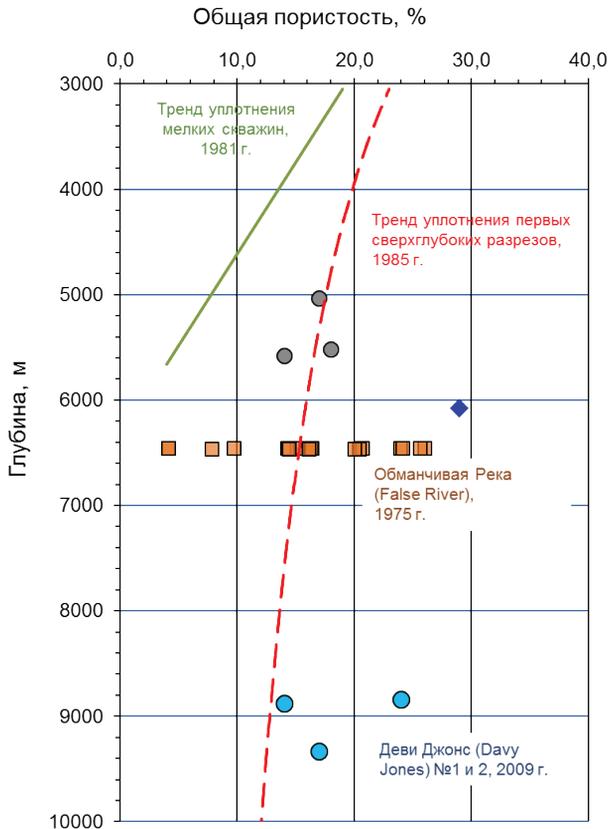


Рисунок 15. Общая пористость по керну (без поправки Клинкаберга) для различных объектов тренда Тускалуса-Вудбайн [30, 31, 33]

Дэви Джонс (Davy Jones) – официальное заявление компании МакМоран (McMoRan), октябрь 2009 г. Построенный в 1985 г. тренд уплотнения для сверхглубоких терригенных пород Тускалуса учитывал переобработку результатов керна месторождения Обманчивая Река. Пробуренные в 2009 г. скважины структуры Дэви Джонс (Davy Jones) в плане суммарной пористости превзошли все ожидания и оказались сопоставимы с обычными коллекторами побережья Залива. Однако никаких коммерческих успехов здесь добиться не удалось.

В условиях АВПД (максимальное давление 142,7 МПа) и высоких температур (205,6°C) на глубинах до 7150 м такие параметры оказались в достаточной мере неожиданными и вполне обоснованно вызвали огромный интерес. Бурение, однако, столкнулось с целым рядом сложностей, и на первой скв. Парландж № 1 (Parlange №1), направленной на оценку более глубокого потенциала в августе 1977 г., произо-

шла авария и случился неконтролируемый фонтан газа, часть из которого смогли направить в добывающую линию, но восстановить контроль и закончить продуктивный интервал не удалось.

В июне 1978 г. была пробурена самая глубокая скв. Парландж №2 (Parlange №2) с забоем 7154,3 м, при испытании которой был получен приток газа 10,6 млн куб. футов, попутной нефти около

3 барр./сут, воды 48 барр./сут и проявлениями H_2S (23 части на миллион) при пластовом давлении 63,4 МПа. Всего для разведки и эксплуатации месторождения потребовалось 42 скв., из которых успешные испытания выполнены в 33 скв., ещё 5 стволов были ликвидированы по техническим причинам, 4 скв. оказались «сухими».

В июне 1998 г. новый оператор, компания Амосо, пробурила скв. Парландж №8 (Parlange № 8), с которой был получен приток газа в 22 млн куб. футов, после чего было принято решение на выполнение дополнительной сейсморазведки, на которую было затрачено порядка 78 млн долл. США. К этому моменту с пяти работающих скважин месторождение давало 87 млн куб. фут газа/сут и 450 барр./сут попутного конденсата.

Детальные петрографические исследования показали, что, несмотря на АВПД и температуры, песчаные тела оказались недоуплотнёнными⁵. В других меловых и более молодых разрезах диагенетические преобразования, связанные с погружением, значительно изменили структуру порового пространства, существенно снизив проницаемость. Частичное растворение зёрен полевых шпатов позволило немного скомпенсировать негативные эффекты уплотнения. Вторичная пористость хорошо распознавалась по остаточным каёмкам аутигенного хлорита, покрывавшего поверхность зерен. Промышленная значимость коллекторов определялась двумя последовательными событиями: формированием хлоритовой цементации покровного типа и растворением полевошпатовых зёрен. Развитие хлоритовых покровов предохраняет кварцевые зёрна от растворения и последующего образования вторичного цемента, который существенно снижает проницаемость коллекторов, делая их некоммерческими.

Для развития цементации такого типа определяющими факторами являлись размер обломочной части и присутствие фрагментов вулканических пород. Считается, что до четверти песчаных тел данной свиты удовлетворяют этим требованиям и, таким образом, являются потенциально перспективными объектами для поиска

глубоких и сверхглубоких залежей [34]. Основным источником хлорита в песчаниках свиты Тускалуса (Tuscaloosa) и её стратиграфического аналога в Техасе свиты Вудбайн (Woodbine) считаются ультрабазитовые вулканические и вулканокластические толщи южного Арканзаса, относящиеся к среднему сеноману.

Эти выводы подтверждают специалисты из Китая, которые описывают сходные случаи сохранения ФЕС сверхглубоких терригенных разрезов свиты Хиджиян (Хицзяне) верхнетриасового возраста в бассейне Сычуань (The Sichuan Basin) и пермских песчаников свиты Ласаогу (Lucaogou) бассейна Джунгар (The Junggar Basin) [35].

Наличие значительных объёмов хлорита создавало многочисленные сложности при интерпретации каротажа: вторичные глинистые минералы не несут на себе радиоактивных элементов и, соответственно, не распознаются на материалах спектрального гамма-каротажа. Значительные объёмы микропористости (размеры кристаллов хлорита 5–10 мк), содержащей глинисто-связанную воду и сплошные покровы зерен, приводят к снижению кажущегося сопровитвления, формированию низкоомных продуктивных интервалов и возможности получения безводных притоков при оценке суммарной водонасыщенности в 75–80%.

Несмотря на полученные результаты, в 2006–2007 гг. USGS была выполнена оценка суммарных запасов УВ-системы верхнего мела побережья Мексиканского залива [36]. Основываясь на статистическом распределении и обобщив накопленный к этому времени материал, на два объекта осадочных комплексов Тускалуса (Tuscaloosa) и Вудбайн (Woodbine) пришлось до 20 трлн куб. футов газа (табл. 10). За предельную границу системы было принято значение кровли потенциального коллектора в 7620 м (сведения о скважинах, пробуренных до этой отметки и глубже, приведены в табл. 11, сведения об их продуктивности – в табл. 12). При этом на долю сверхглубоких участков, существенно возрастающих в мощности при погружении в сторону залива, приходится до трети всех ресурсов.

⁵ С глубиной возрастает давление и температура, что приводит к преобразованиям, снижающим коллекторский потенциал. Здесь, несмотря на АВПД и повышенные температуры, этого не происходит. Благодаря тому, что опускание происходило очень быстро, возросшие давления не успели повлиять на породу.

Таблица 10. Суммарная оценка запасов УВ-системы Тускалуса-Вудбайн (Tuscaloosa-Woodbine) [32]

Свита	Газ, млрд куб. футов			Конденсат, млн барр.		
	P95	P50	P5	P95	P50	P5
Тускалуса (Tuscaloosa)	8117	15405	26659	197	407	776
Вудбайн (Woodbine)	1640	4261	8771	54	149	336
ВСЕГО	9757	19666	35431	251	556	1112

Таблица 11. Распределение скважин с глубинами более 7620 м (25000 футов) [37]

Бассейн	Законченные объекты (газ, нефть, сухо), ВСЕГО в бассейне, ед.*	Свита (возраст)	Литология	Кол-во скв., ед.	Структура/месторождение	Кол-во скв. (сухих), ед.	Макс. глубина, м
Анадарко (Anadarko)	12, 0, 7	Хантон (Hunton, D1-S1)	Известняки, мергели	4	Мейфилд (Mayfield)	7 (3)	9583,2
		Арбакл (Arbuckle, €-O)	Известняки	3	Миллз Ранч (Mills Ranch)	3	9159,2
		Сильван (Sylvan, O3)	Аргиллиты, сланцы	6	Город Оленья (Elk City)	2	
Арканзас/Сев. Луизиана	0, 0, 1	Хлопковая Долина (Cotton Valley, J3)	Глинистые песчаники	1		1	7624,6
Чаттануга (Chattanooga)	0, 0, 1		Карбонатная платформа		Адаир (Adair)	1	9398,5
Пермский мегабассейн (Permian)	10, 4, 7	Элленбургер (Ellenburger, €-O)	Доломиты	15	МакКомб (McComb)	5 (4)	9043,4
		Гранитный Смыв (Granite Wash, C3)	Песчаники, конгломераты	2			
Флорида, оффшор Атлантики	0, 0, 4	Плиоцен	Терригенный разрез	4	Цветущий Остров (Garden Island, GB-003)	3 (1)	8717,3
Побережье Мексиканского залива	1, 0, 3	Хлопковая Долина (Cotton Valley, J3)	Песчаники	1	Богалуса (Bogalusa)	1 (3)	7834,3
		Шмаковер (Smackover, J3)	Известняки	1			
		Тускалуса (Tuscaloosa, K2)	Терригенный разрез	1			
Грин Ривер (Green River)	0, 0, 1	Миссисипий (C)	Глинистые известняки	1		(1)	7852,9
Оклахома, складчатый пояс	0, 0, 1	Арбакл (Arbuckle, €-O)	Известняки	1		(1)	7841,3

Таблица 12. Распределение скважин по продуктивности, типу УВ и по глубинам [37]

Интервал, м	Число скважин (данные PI-Dwights WHCS)						Успех, %
	неизвестные	«сухие»	нефть	газ	конденсат	ВСЕГО	
5791–6096	43	396	74	455	1	969	57,2
6096–6400	24	268	65	296	2	655	57,5
6400–6706	22	159	29	246	1	457	63,4
6706–7010	20	111	15	219	0	365	67,8
7010–7315	4	39	2	46	0	91	55,2
7315–7620	1	36	0	17	0	54	32,1
7620–7925	1	15	1	14	0	31	50
7925-8230	1	3	2	3	0	9	62,5
8230-8535	0	0	0	2	0	2	100
8535-8840	1	2	1	0	0	4	33,3
8840-9144	0	3	0	2	0	5	40
9144-9449	1	0	0	1	0	2	100
9449-9754	0	0	0	1	0	1	100
ВСЕГО	118	1032	189	1302	4	2645	59,2

На основании обобщения данных обнажений, результатов бурения и различных материалов сейсмоки было сделано предположение о развитии обширной осадочной системы глубоководных конусов выноса в глубинной части Мексиканского залива. Эти отложения являются возрастным аналогом серии дельт, в которых были открыты многочисленные залежи в прибрежной и шельфовой части. Такое строение предполагалось и по аналогии с успешным поиском залежей в более молодых осадках свиты Уилкоккс (Wilcox), которые также замещались в сторону погруженной части залива на более глубоководные разности [38]. Разведанные запасы в верхнемеловых отложениях Техаса и Луизианы оценивались по крайней мере в 8 млрд барр., а присутствие нескольких сверхглубоких залежей и мощных коллекторов с аномально высокими ФЕС позволяли обосновывать исключительную перспективность глубоководных комплексов, которые должны были оказаться значительно более мощными [39]. Обнаруженные песчаные коллекторы превысили все ожидания как по своим свойствам (пористость, проницаемость), так и по эффективным мощностям, однако коммерчески успешных проектов здесь практически не оказалось. Таким образом, при несомненном успехе геологического, в частности, сейсмостратиграфического прогноза эконо-

номические успехи на сегодня практически отсутствуют.

Пока нет единого мнения для объяснения неудач в верхнемеловых комплексах, ведь в том же Мексиканском заливе были обнаружены и успешно разрабатываются месторождения как в более молодых (миоцен и неоген), так и в более древних отложениях (свита Норфлет (Norphlet), верхняя юра), в условиях больших глубин (9000–10000 м), высоких пластовых давлений и температур.

Мексиканский залив (территория Мексики и США)

История сверхглубокого бурения компании McMoRan

К сожалению, в ряде случаев не удаётся достоверно оценить риски, связанные с поиском сверхсложных объектов. В 2006 г. компании Newfield и Exxon в блоке Южный Тимбалир-168 (South Timbalier 168) начали бурение структуры Чёрная Борода (Blackbeard). Exxon выступал оператором, в незначительных долях здесь также участвовали BP, Petrobras, Dominion Resources Inc. и VNP Billiton. Скважина была заложена на шельфе при глубине воды в 21 м, а основные объекты, по данным сейсмической инверсии, располагались на глубине около 9500 м. Чёрная Борода-1 (Blackbeard-1) достигла отметки в

9164,4 м, где вскоре после вскрытия незначительно плотного песчаника с газом была остановлена из-за аномальных пластовых давлений. Примерная стоимость проекта для компании Newfield (доля в проекте 23%) составила 25 млн долл. США. Стоимость для Exxon, который настоял на остановке работ из-за «соображений безопасности бурового персонала», оценивалась в 187 млн долл. США [40]. В августе 2006 г. президент и председатель совета директоров Newfield Дэвид Трайс (David Trice) отметил на квартальной встрече с инвесторами, что, несмотря на неудачу и вероятную невозможность достичь намеченных объектов, компания по-прежнему планирует продолжать разведочные работы в этом направлении.

В 2010 г. базировавшаяся в Новом Орлеане компания Макморан (McMoran) приобрела права на работы в этом блоке и заглубила исходный ствол до отметки в 9450 м. При этом ею были приобретены активы другой частной компании Plains E&P. На официальном сайте компании McMoran была размещена информация о наличии по крайней мере 25,5 м продуктивных песчаников верхнего миоцена (5944–6005 м), 16,5 м (при общей мощности так называемого «подмоченного» горизонта в 21,1 м, т.е. нижние 4,6 м водонасыщены) с кровлей 7376,2 м и 12,2 м (на 6,7 м водоносного интервала) с кровлей 7408,1 м песчаников среднего миоцена, подтвердив тем самым присутствие в этой части по крайней мере двух работающих УВ-систем и трех залежей газа, ни одна из которых не дала коммерческого притока. В январе 2012 г. на восточном крыле структуры была пробурена ещё одна скважина до глубины 10155,3 м, в которой потенциально продуктивные интервалы были выделены в подсолевых комплексах миоцена, свитах Фрио (Frio) и Виксбург (Vicksburg) и карбонатах группы Спарта. Стоимость этой части проекта для компании-оператора McMoran (доля 72%) составила более 306 млн долл. США.

Вице-президент по разведке компании Ньюфилд (Newfield), которая была основным партнером при бурении исходной сверхглубокой скв. Черная Борода (Blackbeard), дословно сказал на закрытом совещании: «Иногда лучше, чтобы скважина оставалась «сухой» [40]. Доразведка структуры продолжалась до 2008 г., когда на западном участке была

пробурена скв. Черная Борода-Запад №1 (Blackbeard) с отметкой забоя в 10057 м, в которой также были выделены многочисленные потенциально продуктивные горизонты. Эта скважина была временно законсервирована из-за многочисленных сложностей с испытаниями.

В марте 2009 г. McMoran сделал попытку пробурить объект Черничный Холм (Blueberry Hill), расположенный в прибрежной зоне штата Луизиана (SL 340). Боковая резка достигла отметки в 6675 м, подтвердила наличие структуры и песчаной толщи мощностью 45,7 м, представленной низкопористыми разностями, после чего скважина стала испытывать механические проблемы на забое и была остановлена. В августе работы были продолжены, сделана ещё одна боковая резка, в которой наконец удалось опустить хвостовик до отметки в 6563 м, и затем бурение было продолжено до запланированной отметки в 7315 м. Эта скважина установила наличие более мощных песчаных толщ пластов группы Гурон (Huron), но также, как и в результатах первого ствола в 2005 г., результаты испытаний показали отсутствие перспектив. В этих работах с разными долями затрат и предполагаемой прибылью принимали участие такие компании, как PXP, EXXI, Ниппон Ойл Эксплорейшен (Nippon Oil Exploration), Moncrief, а также конфиденциальные частные инвесторы.

В 2007 г. на блоке Южный Болотистый Остров (South Marsh Island 217) была пробурена скв. Глубокий Ураган (Hurriscane Deep-226) при глубине забоя в 6313 м. Вскрытые коллекторы суммарной мощностью 274 м оказались непродуктивными, с возможной газовой шапкой в верхней части (12,2 м), и скважина была временно законсервирована с планами на возможное углубление или боковую резку. После ещё одной неудачной попытки боковой резки в 2011 г. стоимость этого проекта оценивается в 54,5 млн долл. США, из которых около 11,0 млн долл. США, покрыты страховкой. Общая характеристика данного проекта звучит как «ограниченный экономический успех».

Несмотря на более чем скромные результаты, работы были продолжены, и в марте 2012 г. был пробурен объект Лафитт (Lafitte) (EI 223) с глубиной воды 42,7 м и забоем на отметке 9070 м. Здесь также были выделены перспективные интервалы, на основании которых были сделаны

дополнительные инвестиции в размере 194,7 млн долл. США в близлежащие блоки. На юго-запад от Лафитта (Lafitte) был выделен сверхглубокий объект Баратария (Barataria) и непосредственно на юг – объект Кровавый Капитан (Blood Captain). С целью доразведки Лафитта (Lafitte) была заложена ещё одна скважина до проектной глубины в 9754 м.

Все геолого-геофизические прогнозы оставались положительными, и в январе 2012 г. в сходных геологических условиях была пробурена скважина, получившая название Дейви Джонс-1 (Davy Jones-1). По печальной иронии этот проект стал началом серии событий, приведших к катастрофическим последствиям для оператора.⁶ После серии проблем, связанных с обвалами и прихватами продуктивной колонны, ствол был открыт до глубины 8726,4 м, что позволило испытать 50-метровую толщу песчаников свиты Уилкок (Wilcox) (всего было отмечено до 61 м УВ-насыщенных интервалов). К сожалению, из-за урагана Исаак (Hurricane Isaac), прошедшего через Мексиканский Залив в августе 2012 г., скважина была поставлена на консервацию, во время которой содержащийся в растворе барит затвердел, частично блокировав поровое пространство.

Вскоре была пробурена и вторая оценочная скв. Дейви Джонс-2 (Davy Jones-2), в которой, по данным каротажа и испытаний, было выделено 36,6 м газонасыщенных песчаников свиты Уилкок (Wilcox) (группа продуктивных пластов «F») и дополнительно 58,5 м, вероятно, насыщенных коллекторов в свите Тускалуса (Tuscaloosa) и карбонатных отложениях нижнего мела. К концу марта 2013 г. суммарные затраты на одну только скважину-первооткрывательницу составили 339,4 млн долл. США, а дополнительные затраты – приобретение лицензии, долей миноритариев – превысили 474,8 млн долл. США. Весьма вероятно, что эта скважина является (и останется!) абсолютно рекордной по затратам.

По оценке специалистов группы Forbes, к маю 2018 г. на 6 сверхглубоких скважинах структур Дэйви Джонс (Davy Jones), Черная Борода (Blackbeard) и Лафитт (Lafitte) компания потратила не менее 1,2 млрд долл. США. Прогнозы регионального строения новых УВ-систем, сделан-

ные под руководством легендарного геолога Мексиканского залива Боба Моффета (Jim Bob Moffett), подтвердились, однако возможности разработки и экономической эксплуатации разрезов остаются невыясненными. Несмотря на это, команда специалистов продолжила работы и выделила ещё два поисковых объекта: в прибрежной части – Ручей Линехам (Lineham Creek) с проектной глубиной забоя 8840 м и Ломонд Северный (Lomond North) с глубиной 9144 м. Инвесторы оказались более чем разочарованы итогами и стали выводить средства из проекта. Опасаясь вполне обоснованных проблем с финансированием, Боб Моффет (Jim Bob Moffett) достиг частной договоренности с дочерней фирмой Freeport McMoRan Copper & Gold, которая выкупила активы его компании за 9 млрд долл. США. Вполне ожидаемо, что вскоре за этим последовали судебные разбирательства с потерявшими часть денег инвесторами, которые не без основания считали, что он использовал своё служебное положение (Моффет долгое время входил в состав совета директоров Freeport McMoRan Copper & Gold) для исключительно рискованной и, в конечном итоге, катастрофически убыточной сделки. Однако, как и многие предыдущие «зелёные» иски, связанные с деятельностью компании Freeport McMoRan Copper & Gold, они оказались неудачными.

Из всех сверхглубоких проектов McMoRan, по данным Службы минеральных ресурсов США (Minerals Management Service), на баланс были поставлены только запасы месторождения Ручей Линехам (Lineham Creek) в графстве Камерун, штат Луизиана, оператором и инициатором которого выступала корпорация Chevron. Его залежи расположены на глубине до 8412 м и оцениваются в 5467 млрд куб. футов. Таким образом, продолжавшаяся более 10 лет (2006–2016 гг.) попытка открыть целую серию сверхглубоких газовых залежей на шельфе Мексиканского залива оказалась неудачной. Основными компаниями-операторами здесь выступали только три субъекта: McMoRan (практически разорившийся на этом), Chevron и Exxon Mobile, в активных исследовательских работах принимали (долевое) участие ещё более десяти крупных и средних нефтега-

⁶ В Геологическом обществе Хьюстона (HGS.org) с печальной иронией отмечали игру слов: Дэви Джонс (Davy Jones) – имя персонажа серии фильмов «Пираты Карибского моря», который в итоге и «потопил» компанию McMoRan.

зовых компаний. Помимо непосредственных затрат, были сделаны впечатляющие усилия по обработке и интерпретации всей имеющейся геолого-геофизической информации, включая рассмотрение вероятных аналогов.

В декабре 2015 г. Боб Моффет (Jim Bob Moffett) был вынужден оставить пост главы компании. В результате этих событий, а также ряда неудач под давлением одного из инвесторов Карла Икаха (Carl Icahn) в сентябре 2016 г. Freeport McMoRan Copper & Gold-McMoRan объявил о продаже своих активов глубоководной части Мексиканского залива компании Анадарко (Anadarko). Примерная сумма сделки оценивалась в 2 млрд долл. США и предусматривала возможные дополнительные выплаты до 150 млн долл. США. План предполагал возможность реструктуризации компании и последующей концентрации усилий на добыче углеводородов глубоководной части, но уже при исключительно самостоятельном финансировании. Падение цен на нефть вынудило компанию разорвать все контракты на бурение и полностью остановить как разведочные, так и эксплуатационные работы. Вскоре после этого её нефтегазовый сектор был ликвидирован, и в настоящее время Freeport McMoRan Copper & Gold-McMoRan занимается разработкой твердых ископаемых шахтными и карьерными способами, а также получением гидротермальной электроэнергии [41].

Основные выводы и некоторые рекомендации

Современное состояние нефтегазовой индустрии делает многие направления перспективными для реализации успешных сверхглубоких проектов. В частности, сверхглубокие толщи, расположенные на внутрикратонных бассейнах и континентальных окраинах, являются одним из наиболее перспективных направлений поисков коммерческих углеводородов. Это объясняется их относительной доступностью и более низкой (по сравнению с оффшорными участками) стоимостью бурения. Дополнительное снижение геологических рисков связано с присутствием в вышележащих участках работающих УВ-систем.

Однако обоснование их прогноза не всегда подчиняется существующим нормам. Это исключительно объекты высокого риска, которые продолжают преподносить

многочисленные сюрпризы. В то же время некоторые примеры неудач, рассмотренные в предложенной работе, представляют собой только незначительную долю от всех отрицательных результатов.

Данные по коммерчески неуспешным проектам представляют собой большую практическую значимость, однако эти материалы сравнительно редко обсуждаются в печати или рассматриваются научными сообществами.

Начиная с первых попыток освоения больших глубин, именно экономическая составляющая представляла один из основных вызовов при разведке этих сложных объектов. При ограниченном количестве поисковых скважин достичь коммерческих успехов оказалось невозможно.

Сложные, в т.ч. глубокозалегающие, объекты должны входить в портфолио компании, но они не могут составлять основной объём бурения. Стоимость неудач может оказаться слишком большой.

При разведке перспектив новых территорий для объективной оценки необходимо планировать серию разведочных скважин. Нельзя останавливаться после первых спорных результатов с ограниченным успехом. Вероятно, для одной частной компании такая задача может оказаться не по силам. Требуются объединенные усилия международного консорциума операторов и поддержка правительства страны.

Словарь некоторых иностранных терминов

Allocherm – аллохема. Собирательный термин, введённый в использование Фолком [42], для обозначения дискретных и связанных карбонатных агрегатов, которые служат крупнозернистым каркасом в большей части обломочных известняков. Они могут включать интракласты алевритовой, песчаной и гравийной размерности, ооиды, пеллеты, органические остатки и их фрагменты (карбонатные скелеты, раковины и т.д.).

Carbonate-arenite (calclithite) – кальклитит. Мелкозернистый песчаник, образованный за счёт размыва, в котором карбонаты слагают преобладающую часть обломочной компоненты, или известняк, содержащий более 50% карбонатных обломков (экстраклавов) более древних литифицированных разностей.

Characean algae (Charophyceae) – харациевые водоросли. Тип нитевидных

зелёных водорослей, примером которых может служить типовой род Чара (*Chara*), в которых митотическое веретено не окружено оболочкой ядра (мембраной). Среди водорослей считаются ближайшими родственниками высших растений. Их огромные межузловые клетки (длиной до 5 см) характеризуются эффективной внутренней циркуляцией и часто использовались при изучении ионного обмена и перемещения цитоплазмы.

Dolomitmicrite (dolomicrite) – доломикрит. Осадочная порода, состоящая из частиц доломита алевритовой или глинистой размерности. Литифицированный доломитовый ил, аналогичный кальцитовому илу – микриту, содержит менее 1% чужеродного химического материала.

Mega-basin (Permian) – Пермский мегабассейн, который включает в себя несколько тектоностратиграфических образований меньшего уровня: 3 бассейна,

центральную платформу, 2 окраинные платформы и ряд подчиненных элементов – выступов и прогибов (трогов).

Nappe – тектонический покров. Аллохтонный комплекс пород в форме пластины, который перемещался преимущественно субгоризонтально. Образован в процессе надвигания (шарьяжа), сопровождался развитием опрокинутой складчатости. Впервые введён в употребление в 1893 г. французскими специалистами при описании покровов в Западных Альпах, затем термин перешёл в англоязычную литературу. В немецких публикациях иногда его заменяли на «Decke» или «Klippe».

Sheet crack – пластовая трещина. Трещина вдоль напластования, сформированная в результате сжатия осадков и их обезвоживания. Обычно располагается субгоризонтально и выполнена крупнокристаллическим кальцитом или илом.

Дополнительная терминология разрезов Германии и Австрии

Название	Глубина, м	Название (нем.)	Обозначение
Глубокая	>4500	<i>Tief</i>	T
Ультраглубокая	>6000	<i>Übertief / ÜT</i>	ÜT (UT)
Сверхглубокая	>7500	<i>Supertief</i>	ST

Дополнительная терминология разрезов Германии и Австрии (основанная на принятых в Англии и Норвегии значениях температур и давлений)

Название	Обозначение	Давление, МПа	Температура, °C
Высокие	HPHT	68,95–103,42	149–176,7
Ультравысокие	U-HPHT	103,42–137,9	176,7–204,4
Экстремальные	E-HPHT	137,9–206,84	204,4–260

Список использованной литературы

1. Merrow E.W. Industrial megaprojects: concepts, strategies, and practices for success. – New Jersey, Hoboken, 2011, 414 p.
2. Управление проектами, как инструмент развития компании. Учебно-методическое пособие. – Алматы, 2014, 70 с. // *Upravlenie proektami, kak instrument razvitija kompanii* [Project management as a tool for company development]. *Uчебno-metodicheskoe posobie* [Teaching aid]. – Almaty, 2014, 70 p.
3. Wirth M. – On-line interview to Washington Post, 2021. <https://www.washingtonpost.com/washington-post-live/2021/08/16/path-forward-future-energy-with-michael-wirth-chevron-chair-ceo/>.
4. Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., Wójcicki A. CO2 storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland. – EU GeoCapacity Project results. *Energy Procedia*, 2009, №1, p. 2671–2677. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.035.
5. Blakey R. Global Paleogeography and Tectonics in Deep Time. – 2012. <https://www2.nau.edu/rcb7/>.
6. Johnson K.S. 1989, Geological evolution of the Anadarko Basin. – Oklahoma Geological Survey Circular, 1989, № 90, pp. 3–12.

7. Jemison R.M., Jr. Geology and Development of Mills Ranch Complex – World's Deepest Field: *Geologic Notes – AAPG Bulletin*, 1979, v. 63. DOI: 10.1306/2F9182DE-16CE-11D7-8645000102C1865D.
8. Carter L.S., Kelly S.A., Blackwell D.D., and Naeser N.D. Heat flow and thermal history of the Anadarko Basin. – *Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1998, v. 82, no. 2, pp. 291–316.
9. Strasser E. Master Thesis. Applicability of Ultra-Deep Vienna Basin Drilling Experience for Future Exploration Requirements. – MU Leoben, 2015.
10. Soto J.I., Flinch J.F., Tari G. 2017. Permo-Triassic Basins and Tectonics in Europe, North Africa and the Atlantic Margins: A Synthesis. – Chapter 1 in «Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Atlantic Margins», Elsevier Inc., 2017, 3–41 pp. DOI: 10.1016/B978-0-12-809417-4.00038-0.
11. Leitner C, Spotl C. The Eastern Alps: Multistage Development of Extremely Deformed Evaporites. – Chapter 21 in «Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Atlantic Margins». Elsevier Inc., 2017. DOI: /10.1016/B978-0-12-809417-4.00038.
12. Rupprecht D., Fuchs S., Förster A., and Penz-Wolfmayr M.: Thermophysical reservoir properties of the Hauptdolomit-facies underneath the Viennese basin across fault zones analogues – a reservoir study for the GeoTief EXPLORE project. – EGU General Assembly, 2020, EGU2020-21332, DOI: <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu2020-21332>.
13. Secklehner S., Gerhard A., Torsten C. Tight Ultra-deep Gas Field Production Optimisation – Development Optimisation and CO2 Enhanced Gas Recovery Potential of the Schoenkirchen Uebertief Gas Field. – Austria, 2010, SPE 130154.
14. Behrend J., Chugs Sh., McKishnie R. A. Development of the Strasshot Tief Sour-Gas Field Including Acid-Gas Injection Into Adjacent Producing Sour-Gas Reservoirs. – 2007, SPE 100328.
15. Yanze Y., de Kok J., Torsten C. Optimized Combined Underground Gas Storage and Enhanced Oil Recovery. – 2009, SPE 120971.
16. Sporker H.F. Results of Deep Drilling in Austria – Observation of the Continental Crust through Drilling I. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. – 1985.
17. Reich M. Auf Jagd im Untergrund. Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau. –Freiberg, Deutschland. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.
18. IEA International Energy Agency, 2008. CO2 Capture and Storage. A key abatement option.
19. OMV Aktiengesellschaft (www.omv.com/en).
20. Wrigley R., Hodgson N., and Esestime P. Hydrocarbon potential of the Adriatic Basin, offshore Croatia. – *Journal of Petroleum Geology*, 2015, 38 (3), pp. 301–316. DOI: 10.1111/jpg.12612.
21. Mazzuca N., Alessandro B., and Thorsten J. Exploring the potential of deep targets.
22. Spaic V. Oil and gas bearingness and structural elements of Adriatic islands and peninsulas (Outer Dinarides) with special review of anhydrite – carbonate Mesozoic complex and diapiric belt. *Nafta*, 2012, 63 (1–2), pp. 29–37.
23. Pensa J., Durasek N., Miljus P. Stratigrafsko-strukturni odnosi duboke istrane bušotine Brac-1 s osvrtom na šire područje bračke strukture. – *Nafta*, 1984, 35/11, pp. 557–565.
24. Bega Z, Soto J.I., The Ionian Fold-and-Thrust Belt in Central and Southern Albania: *A Petroleum*, 2020.
25. Loucks R.L., Review of the Lower Ordovician Ellenburger Group of the Permian Basin. – West Texas. Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, and The University of Texas at Austin, 2016.
26. Holtz M.H., Kerans C. Characterization and categorization of West Texas Ellenburger reservoirs, in Candelaria, M.P., and Reed, C.L., eds., *Paleokarst, karst related diagenesis and reservoir development: examples from Ordovician Devonian age strata of West Texas and the Mid-Continent: Permian Basin*. – Section SEPM Publication, 1992, No. 92-33, p. 31–44.
27. Loucks R., Mescher P., Mcmechan G. Three-dimensional architecture of a coalesced, collapsed-paleocave system in the Lower Ordovician Ellenburger Group, central Texas. – *AAPG Bulletin*, 2004, 88, pp. 545–564. DOI: 10.1306/12220303072.
28. USGS, 2016. Assessment of tight-gas resources in Canyon Sandstones of the Val Verde Basin. –Texas, 2016.

29. American Geosciences Institute (AGI), 2021: <https://statesurveys.americangeosciences.org/vufind/Record/2017004782>.
30. Mofett J.R. Discovering the Missing Piece of the Gulf of Mexico Geologic Puzzle. – Search and Discovery, 2015, Article #110198.
31. C&C Reservoirs, 2018 (www.ccreervoirs.com).
32. Harrison Jr., F.W. No. 1 Play in the U.S.A., South Louisiana Tuscaloosa Trend 1975-1980. – Geology of the Woodbine and Tuscaloosa Formations. First Annual Research Conference. Gulf Coast Section, SEPM, Houston Petroleum Geologist, Lafayette, 1980, p. 23.
33. Thompson A. Preservation of Porosity in the Deep Woodbine/Tuscaloosa Trend, Louisiana. – Conference: SPE annual technical conference and exhibition, San Antonio, TX, USA, 4 Oct 1981.
34. Dutton S.P., Marilyn E. H., William A. A., Childers A. T., and Loucks R.G. Preservation of Reservoir Quality by Chlorite Coats in Deep Tuscaloosa Sandstones. – Central Louisiana, USA. GCAGS Journal, v. 7 (2018), pp. 46–58.
35. Cao Z., Liu G., Meng W., Wang P., Yang C., Origin of different chlorite occurrences and their effects on tight clastic reservoir porosity. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.080.
36. USGS. Assessment of Undiscovered Gas Resources in the Upper Cretaceous Tuscaloosa and Woodbine Formations. – Western Gulf Province of the Gulf Coast Region, Louisiana and Texas, 2007.
37. Fishman N.S., Turner C.E., Peterson F., Dyman T.S., and Cook T. Geologic controls on the growth of petroleum reserves. – U.S. Geological Survey Bulletin, 2008, 2172–I, 53 p.
38. Horn B.W. Identifying new exploration fairways in the Gulf of Mexico: Deepwater Tuscaloosa/Woodbine play. – Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2011, 61, pp. 245–256.
39. Woolf K. S. Regional Character of the Lower Tuscaloosa Formation Depositional Systems and Trends in Reservoir Quality. – PhD Thesis, The University of Texas at Austin, 2012.
40. Jad M. New Culture of caution at Exxon After Valdez. – The New York Times, July 12, 2010.
41. Freeport-McMoRan (FCX) official web-site www.fcx.com.
42. Folk, R.L. 1959. Practical petrographic classification of limestones. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 43(1): 1–38.

БАСТАПҚЫ МАҚСАТТАРҒА ЖЕТПЕГЕН КЕЙБІР ӨТЕ ТЕРЕҢ МҰНАЙ-ГАЗ ЖОБАЛАРЫНА ШОЛУ

С.Ф. Хафизов¹, П.Е. Сынгаевский²

¹ Губкин атындағы Мұнай және газ РМУ, Мәскеу қ-сы, Ресей

² Chevron, Хьюстон, Техас, АҚШ

Авторлардың қатысуымен 2020-22 жылдары «Қазақстанның мұнай-газ саласының Хабаршысы» журналында аса үлкен (6000 м-ден астам) тереңдікте іздеу-барлау жұмыстары мен кеніштерді игеру тәжірибесі талданған бірқатар мақалалар жарияланды. Өнеркәсіп сәтті жүзеге асырылған аса үлкен жобалардың елеулі санын жинақтағандықтан, мұндай жобалар, негізінен, сәтті жүзеге асырылады деген пікір қалыптасуы мүмкін. Бұл олай емес: оларды жүзеге асыру кезінде геологиялық және технологиялық, ең бастысы, ұйымдастырушылық және коммерциялық проблемалар дәстүрлі қорларды игеруге қарағанда жиі кездеседі.

Бұл жұмыста қарастырылған, коммерциялық емес болып табылатын жобалар өртүрлі құрылымдық-тектоникалық жағдайлардың барлық мүмкін жағдайларын қамтиды: тау бөктеріндегі депрессия және интракратональды бассейндер, жағалаулар, теңіз және теңіздегі терең теңіз учаскелері. Стратиграфиялық уақыт аралығы миоценнен төменгі палеозойға (силур) дейінгі шөгінділерді және литофацциалды кешендердің алуан түрін қамтиды. Жалпылау негізінде сәтсіз шешімдер қабылдаудың мүмкін себептерінің тізімі жасалды.

Негізгі сөздер: өте терең қималар, коллекторлар, көмірсутек жүйелері, коммерциялық емес ашылу, геологиялық жетістік.

OVERVIEW OF SOME ULTRA-DEEP OIL AND GAS PROJECTS THAT HAVE NOT ACHIEVED THEIR INITIAL GOALS

S.F. Khafizov¹, P.E. Syngaevsky²

¹Russian State University of oil and gas named after Gubkin, Moscow, Russia

² Chevron, Houston, Texas, USA

A number of articles were published in the journal "Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan" in 2020–22 with the participation of the authors, , in which the experience of prospecting and exploration and development of deposits at ultra-deep depths (more than 6000 m) was analyzed. Since the industry has accumulated a significant number of successfully implemented ultra-deep projects, it may seem that such projects, in principle, have an increased chance of success. This is not so: when they are implemented, geological, technological and, most importantly, organizational and commercial problems arise even more often than when developing more traditional reserves.

The several non-commercial projects considered in this paper cover almost the entire spectrum of possible cases of various structural and tectonic conditions: foothill depressions and intracraton basins, coasts, offshore and deep-water offshore areas. Stratigraphically, the time interval covers deposits from the Miocene to the Lower Paleozoic (Silurian) and a wide variety of lithofacial complexes. Based on the generalization, a list of possible reasons for making unsuccessful decisions is derived.

Keywords: ultra-deep sections, reservoirs, petroleum systems, non-commercial discovery, geological success.

Информация об авторах

***Хафизов Сергей Фаизович** – профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, khafizov@gubkin.ru
РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Сынгаевский Павел Евгеньевич – докт. PhD, старший советник-петрофизик, pavel.syngaevsky@chevron.com.

Global Unconventional Exploration (Глобальная разведка нетрадиционных ресурсов) at Noble Energy (в настоящее время – North-Mid Africa Business Unit – бизнес-единица Северной и Центральной Африки, Chevron), Chevron, Хьюстон, Техас, США

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 622.245

МРНТИ 52.47.15

<https://doi.org/10.54859/kjogi108564>

ELABORATION OF MENDING ADDITIVES FOR THE CEMENT SHEATH REPAIR

F.A. Agzamov¹, E.R. Ismagilova¹, M.A. Beshir²¹ Leading Oil and Gas University of the Russian Federation, Ufa, Russia² Shell plc, Assen, Netherlands

The dynamic loads and internal stresses applied onto a well during its operation period, gradually leads to deterioration of the cement sheath that usually exists behind the casings. Such mechanical and chemical exposure causes the cement to develop severe cracks that enables cross feeds behind casings and uncontrollable flow between formations leading to oil-gas mixture and migration of hydrocarbons into freshwater aquifers causing immediate harm to local water sources [1], affecting the zonation capability of the cement itself behind the casings.

This issue has been in the industry of oil and gas for ages, leading us to investigate the possibility of maintaining the integrity of the cement stone behind the casings through the principle of "self-healing" materials, through this principle a self-healing cement was formulated adding secret agents into the ordinary cement powder which will be able to cure cracks in the cement stone under special conditions without human intervention. This can be an effective measure for loss of well integrity prophylaxis and eliminates well shutdowns for well workover operations.

Keywords: "self-healing" cement, well support integrity, modifying additives, hydraulic sealing, cement sheath, cracks.

Introduction

In the Oil and gas business, the wells are subjected through various mechanical, chemical or natural stresses such as perforations, side tracks leading to drilling through casings shoes, formations integrity testings, fractures, deepening etc, such activities hinder the integrity of the well, where the annulus integrity (cement barriers) or zonal isolations are most affected with such operations.

It is known that destruction of the cement stone occurs under the influence of large shear stresses resulting from static and dynamic loads. Modelling and simulations has proven that most of the shear stresses that are applied on the casings demonstrate the greatest stresses fall under the zone of the applied dynamic load and are insignificant on the periphery. However, the statistics depicts that in most cases of wells lining, cement stone made of the neat cement does not withstand even a minor load [2].

However, not only the neat cement demonstrates failure in tight hydraulic sealing but also the use of modern water influx control technologies meant to cure problematic water zonation is timely restricted. At first the

usage of them may lead to an increase in oil production, but all of them require significant expenses for conducting water-shutoff works, and are often temporary [1]. Early breakthrough of water production impacts the field economics where water disposal facilities and water treatments evacuations are needed, while keeping in consideration a decrease in hydrocarbon productivity. Many more problems can occur if such isolation was not maintained such that the formation water can be extremely corrosive due to high sulphates and CO₂ that exceeds the partial pressure regime of the casings causing it to corrode much faster, altering the lifespan of the well and endangering the integrity of the completion.

One of the prospective ways to solve the problem of untight hydraulic sealing could be through the usage of "self-healing" cements [3].

The concept of self-healing polymeric materials has been known since the 1980s. It highlights the opportunities for healing micro-cracks in various set of materials for much more sustainability and safety of the polymeric components [4]. Self-healing science accounts almost 35 years of study. However,

the biggest breakthrough has been done over less than 15 years. This has been the steer towards the introduction of nanotechnology, which exfoliates the manipulation of atomic structure and size in order to create a new or maintain a regenerative product. The most fundamental studies were carried out and successfully implemented in construction engineering. However, self-healing cement system is a new delicacy for petroleum industry, thus requires more tailored study of healing agent, coating and chemical mechanism, as the system is exposed to well conditions with various temperatures, pressures, humidity and periodical dynamic loads imposed on the support of the well.

We found out the "self-healing" cement for oil wells cementing is a specially designed and manufactured grouting material, mainly based on the regular cement powder and mending additives, which is able to cure cracks in the cement stone under special conditions without human intervention. The authors substantiate a formulation of the "self-healing" cements displaying the ability of an autonomous healing by the modifying additives integrated into the cement powder where the introduction of water in the mixture becomes the activating element of the healing substance. The core of the modifying additive is represented by water-swella-ble core coated with a water-soluble shell that is fabricated using a special technology [5].

The experimental set up and model framework

This experiment consists of a series of tests to identify and evaluate the ability for the modifying agent to heal the cracks in a sample of well cement stone, governed under down hole conditions, inclusively to studying the cement slurry and the resulting cement stone technological characteristics.

The experimental set up represents a number of phases: checking the active core swelling kinetics; cooking a solution for the coating layer; coating the active core with a shell; preparation of the "self-healing" cements slurry using the Portland cement and the fabricated Modifying Additives; fabrication of the "self-healing" cements specimens for checking the filtering and mechanical properties.

Initially, the main requirements to the healing additives were delineated as following: the additives should not affect the general characteristics of the cement slurry

and the resulting stone, as well as sustaining the repeatability of the healing process.

It is considered the modifying additives can be represented by the core of a water swella-ble polymer surrounded by a solid shell (Figure 1), which temporarily prevents a contact of the polymer with water. Besides, the shell must prevent hydration within a cementing time – a time after injecting cement slurry into the well and it's setting [6].

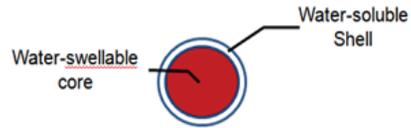


Figure 1. Modifying additive pattern

Preparation of self-healing cement slurry involves a base of Portland cement powder class G and 1% of coated Modifying Agent, which must be added into the cement powder and properly distributed whereupon the whole composition is mixed up with water within 0.5 WCR [7].

As a core of the modifying agents (MA) insoluble crosslinked copolymers of acrylamide was chosen, which contain polymer chains set parallel to each other with the average amount of cross-linking agent. At the moment, when water is in contact with one of these chains, it is drawn into the polymer molecule by osmosis effect. Thus, the water rapidly accumulates in the polymer network, enabling the MA to increase its size tenfold. The property of the MA to increase in the size repeatedly eliminates the possibility of the biggest crack blockage failure.

The coating procedure is a main process of the capsule creation as the rational coating technique provides the appropriate stability and solubility of the shell. The principal method of the coat making is done through the weighted layer technique, where a polymer complex composed of several components of natural polymers is a solution for the coating, which is based on alkaline water. Following to the understanding of the coating procedure the core granules are to be in the tank, the shell solution is to be injected from the upper nozzles while hot air is blown from the bottom nozzles thus drying up the covered granules in suspension avoiding any side contacts.

In order to maintain the integrity of the procedure, the granular size is to be examined through the Raman microscope. As seen below, the diameter of one taken

particle ranges between 0.15 up to 0.3 mm where the uniformity of the shell as well as perception of the coating layer thickness was inspected using Jeol Scanning Electron Microscope. The thickness of the coating layer was established due to the fact, that boundaries between the shell and polymer were clearly identified (Figure 2).

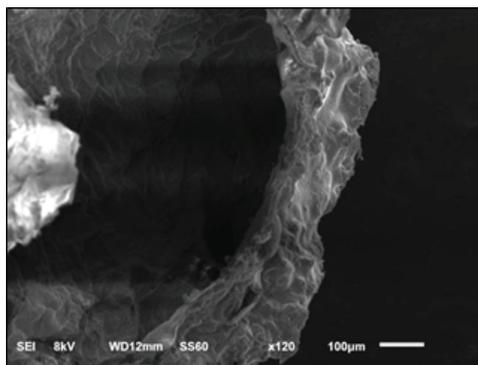


Figure 2. Sliced Modifying Agent

Accordingly, the Modifying Agent was fully prepared for the demo test of its accuracy, which outlined the 'soluble-swellaible' mechanism operability. The degree of dissolving-swelling was also determined applying the method of Zhigacha-Yarova, which depicts the additives swelling after 2 days at the time of the shell fully dissolution in alkaline water. The swelling lasted for 9 days with the volume incrementing up to 3000% comparing to the initial volume of the additives (Figure 3).

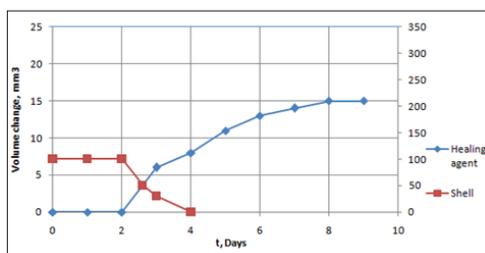


Figure 3. The kinetics of the polymer core swelling-polymer shell dissolution

Since the dissolution of the MA shell and the core swelling starts only two days after the beginning of the cement slurry hydration, there is no negative effect of the integrable additive on the rheological properties of the cement slurry. The additive also does not affect the solution during its thickening, setting and the cement stone strengthening which is

facilitated by the equality (comparability) of the sizes of the additive and grains of cement.

The cooked cement specimens with the integrated polymer were tested according to API standards. The filtering properties of the resultant cement stone were tested using the Permeameter device and a special designed technique of a visual observation. The modifying agent distribution in the cement stone was identified applying non-destructive scanning inspection.

It is highly important to pay special attention to the technology and methodology of the cement slurry preparation, as it proximately simulates a process of the well cementing. The more time the stirring – the more products of hardening are formed in the cement slurry, better passing through the stages of cement powder hydration, besides in the forming cement mortar crystalline structure the additives are being kept suspended in the solution, as while mixing the coagulation connecting structures starting to interact.

The cooked cement samples were set in the special cylinders for 24 hours hardening after which a test for permeability was conducted with water passage through the formed stone. The obtained and processed inlet and outlet parameters of the tested cement samples were plot on a graph to determine a coefficient of permeability, which can be seen in the Figure 4. The y-axis reflects the force with which the gas moves along a cylindrical sample of cement stone, the x-axis shows the values of the phase permeability obtained from the extended Darcy equation for filtering compressible gas under steady state flow and isothermal condition, where the volume flow rate of the gas Q (cm³/s), the viscosity μ (cP), the length L (cm) and the cross-sectional area A (cm²) of the sample, the initial pressure at system start-up P_0 (atm) and the final discharge pressure are known as P_i (atm). Thus, the obtained results of the investigations shows that at 1% of the MA the permeability of the tested cement stone decreases multiply. This fact indicates an ability of the integrated modifying agent to expand it's volume controllably thus filling the gaps and cracks.

Usually cement stone defects are in the form of cracks, resulting from fatigue failure of a cement stone, perforation, excessive filter loss or volumetric shrinkage, do represent a mixture of different models of channels that are interconnected and not interconnected.

However, open through cracks are the most dangerous defects in terms of wellbore integrity, therefore, water breaking through

the channels (lower, upper, bottom) should be a trigger of a swelling additive mechanism for "self-healing" cements activation [2].

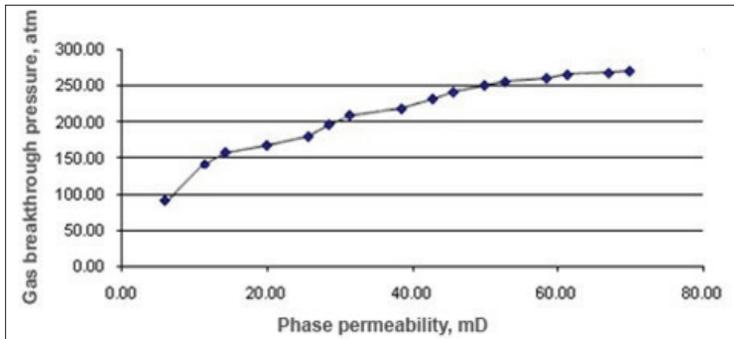


Figure 4. Permeability test graph

The C.T. Scanner was applied to study the polymer distribution and the cement stone characteristics after the self-healing cement hardening. The resultant stone sample was examined by producing computer-processed combinations of many X-ray images taken from different angles to construct cross-sectional images (virtual 'slices') of specific areas of a scanned object. These tomographic functions allow the user to see inside the object without cutting in details.

The results of the first experiments on the cement stone scanning showed the necessity to regulate the additive dispersion, as well as to improve an interaction between the MA granules and the cement slurry. It was detected that the coarse particles of the modifying additive are less effective than those that are finely dispersed, which are better suspended in the solution. As a result the sedimentation stability of the solution was increased, the stratification into phases eliminated, the homogeneity of the structure improved, what lead to announce that the optimal values of specific gravity and density of the additive were found to allow the additive in suspension until the cement slurry set.

It is known, that there is a relationship between the cement stone strength and dispersion of additives. A large particle will experience a greater internal and external pressure, and will tend to discharge on its contact [2].

At last the final water test was applied. It was a specially designed test, which was aimed to check visually an ability of the modifying agent to block cracks thus determining a stop of the water passage through the flushed zones.

A system of micro cracks was artificially created by the application the excessive load at the cement sample. Whereupon the prepared cement sample was installed in a vessel and tightened with a rubber. Finally, water was poured on the top of the inserted sample and was left to pass through. After 6 days the sample stopped passing water through, it was taken to be gently split into several parts. Following splitting into parts, it was clearly seen that the sizes of cracks were considerably smaller than the sizes of polymer particles, which affected the phenomenon of liquid pass blockage. From the Figure 5 below, it can be seen the way a swelled particle of the polymer shut down a crack through which water that was passing by gravity. The shut down crack is clearly seen in the figure made by scanning the cracked cement sample after the water filtering test.

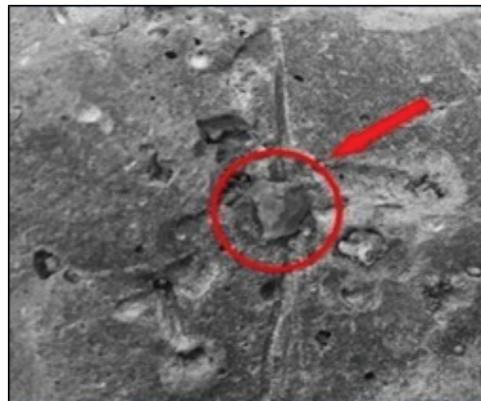


Figure 5. Final water test scan

It is concluded the filtering test revealed an ability of the additive to response

repeatedly on the presence of water and to retain its mending properties to block the channel passages at a fixed flow rate of water without decomposing the agent's structure. After the presented test results the summing up denotes: no water seeping detected after almost a week, what substantiated that the stated objective of the development additives for autonomous restoration of the oil well support mending the filtering channels in the cement stone.

Finally, the wet cement sample after the filtering test was placed back to the C.T. Scanner for making the final findings, which lead us to improve the early assumptions. The image of the scanning test is demonstrated by the Figure 6, which indicates three active zones painted with the characteristic colours.

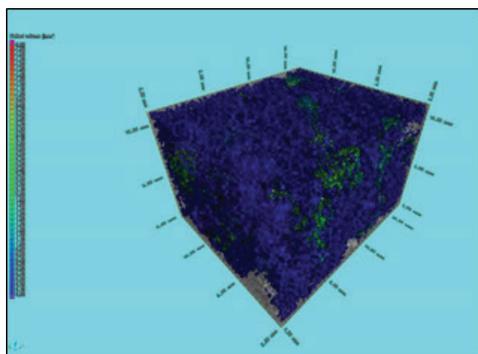


Figure 6. The scanned sample after the filtering test

The green colour indicates the polymer location in the cement stone after interaction with water; the cracks created in the sample pass through this location. The blue colour shows the homogeneity of the initial medium, which was not affected by the approaching water, i.e. equidimensional grains of cement and polymer are in the matrix. The transition colour which goes from navy blue-to-blue and -gray indicates the place of the polymer particles accumulation that formed a clot, i.e. showing the heterogeneity of the stone by the size of the pores filled with the polymer particles during the hydration of the cement. As it is seen the cracks are vertically oriented due to the fact that the pores pressure disengage have a spread in the horizontal plane, since the lines of the concentrators tension go vertically, condensing at the particle boundaries.

The final non-destructive test of the cement sample made it possible to study

an effect of the modifying additives optimal dispersity and their adequate distribution in a total volume of the cement stone as well as to evaluate their qualitative characteristics.

Conclusion

The represented study covers elaboration of uniform modifying additives distribution in a cement matrix; determination of the optimal density of the modifying agent with respect to the density of the cement powder; determination of the effective amount of the additive, the effect of the additive concentration in the channel shutting down efficiency, study of the effect of the additives dispersion; assessment of the relationship between the concentration of additives and the size of cracks. Moreover, a technology of the modifying agent coating is substantiated. The requirements to the shell and the core were defined. The shell and core active compounds were designed. As a result the approach of well cement autonomous healing is represented by the modifying agent integrated into the cement, the healing agent is a water-swallowable polymer which is allowed to burst out of the water-soluble shell due to the water-shell interaction coming through the cracks immersing in the cement sheath, thus causing a healing effect. However, the modifying agent should only be activated after the secondary interaction with water in order to withstand cement slurry preparation and to suit deep well exceeding pressures avoiding material decomposition.

The given technology is a new environmental friendly well cementing approach, alternative to the traditional technology of oil and gas wells cementing using cement with additives or pure cement slurry. "Self-healing" cements is not only restoration but also prophylactic action. The optimal formula of the cement powder and accurately integrated coated additives composition, which is able to improve well support durability and to restore the integrity of the failed well owing to a system of cracks emerged in the cement sheath thereby letting water passage through. The results of the study, which are in line with the aim of the study, proves the ability of the devised technique to prevent loss of the cement sheath integrity thus preventing behind-the casing flows.

References

1. Ismagilova E. An approach to restore the integrity of cement stone using modifying additives, The 6th International Scientific and Practical Conference: Innovative Development & Problems in Oil and Gas Industry. – Almaty, KBTU, Kazakhstan, 2014, 558 p.
2. Ismagilova E.R., Agzamov F.A., Abbas A.J. Optimization of self-healing additives dispersity in cement. – Georesursy = Georesources, 2017, v. 19, No. 2, pp. 129-134.
3. Blaiszik B.J., Kramer S.L.B., Olugebefola S.C., Moore J.S., Sottos N.R., White S.R. Self-Healing Polymers and Composites. – Annu. Rev. Mater. Res., 2010, 40, p. 179–211.
4. Jud D.G., Watts J.M. Schools and Housing Values. – Land Economics, 1981, vol. 57, issue 3, p. 459-470.
5. Ismagilova E.R., Agzamov F.A. Development of additives for self-healing cements to restore the cement stone integrity in oil and gas wells. – JPT Drilling and Oil, 2016, 05, p. 24–29.
6. Ismagilova E.R., Gryaznova Y. Application of modifying additives for well support recovery. – 64-th International Scientific and Engineering Conference of students and young scientists of Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, 2013, p. 263-264.
7. Agzamov F.A., Ismagilova E.R. Self-healing cements – the key to maintaining the integrity of cement sheath. Part 1. – Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction, 2019, Vol. 11, no. 5, pp. 577–586. DOI: 10.15828/2075-8545- 2019-11-5-577-586.

ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ЦЕМЕНТ БЕКІТПЕСІН ҚАЛПЫНА КЕЛТІРУ ҮШІН ЕМДІК ҚОСПАЛАРДЫ ӨЗІРЛЕУ

Ф.А. Агзамов¹, Е.Р. Исмагилова², М.А. Бешир³

¹Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университеті, Уфа қ-сы, Ресей

²Shell, Ассен қ-сы, Нидерланды

Ұңғыманы пайдалану кезінде оған әсер ететін динамикалық жүктемелер мен ішкі кернеулер біртіндеп цемент тасының тозуына әкеледі, әдетте шегендеу құбыры артында болады.

Осындай механикалық және химиялық әсермен цементте қатты жарықтар пайда болады, бұл шегендеу құбыры артындағы қабат аралық ағынға және қабаттар арасындағы бақыланбайтын ағынға әкеледі, бұл мұнай-газ қоспасының пайда болуына және көмірсутектердің тұщы су сулы қабаттарына ауысуына әкеліп соғады, жергілікті су көздеріне тікелей зиян келтіреді [1], шегендеу құбырлар артындағы цементтің өзі аймақтарға бөлу қабілетіне әсер етеді.

Бұл мәселе ғасырлар бойы мұнай-газ саласында болды, бұл материалдарды «өз-өзінен қалпына келу» қағидаты арқылы шегендеу құбыры артындағы цемент тасының тұтастығын сақтау мүмкіндігін зерттеуге итермеледі. Осы қағидаттың көмегімен адамның араласуынсыз ерекше жағдайларда цемент тастарындағы жарықтарды жоя алатын құпия қоспалар қосылған өз-өзінен қалпына келетін цемент жасалды. Бұл ұңғыманың депрессиясының алдын-алудың тиімді шарасы болуы мүмкін және күрделі жөндеу үшін ұңғыманың тоқтап қалуын болдырмауға көмектеседі.

Негізгі сөздер: «өз-өзінен қалпына келетін» цемент, бекітпенің герметикалығы, түрлендіретін қоспалар, гидроқоқшаулағыш, цемент сақинасы, жарықтар.

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЧИВАЮЩИХ ДОБАВОК ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОЙ КРЕПИ СКВАЖИН

Ф.А. Агзамов¹, Е.Р. Исмагилова², М.А. Бешир³

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

² Shell, г. Ассен, Нидерланды

Динамические нагрузки и внутренние напряжения, действующие на скважину в период её эксплуатации, постепенно приводят к износу цементного камня, обычно имеющегося за обсадными трубами.

При таком механическом и химическом воздействии в цементе образуются сильные трещины, что приводит к межпластовому перетоку за обсадными трубами и неконтролируемому перетоку между пластами, что влечет за собой образование нефтегазовой смеси и миграцию углеводородов в пресноводные водоносные горизонты, нанося непосредственный ущерб местным источникам воды [1], влияя на способность распределения на зоны самого цемента за обсадными трубами.

Эта проблема существовала в нефтегазовой отрасли на протяжении веков, что побудило нас исследовать возможность сохранения целостности цементного камня за обсадными трубами с помощью принципа «самовосстановления» материалов. При помощи этого принципа был разработан самовосстанавливающийся цемент с добавлением секретных добавок, которые смогут устранить трещины в цементном камне в особых условиях без вмешательства человека. Это может быть эффективной мерой профилактики разгерметизации скважины и поможет исключить остановки скважины на капитальный ремонт.

Ключевые слова: "самовосстанавливающийся" цемент, герметичность крепи скважины, модифицирующие добавки, гидроизоляция, цементное кольцо, трещины.

Информация об авторах

***Агзамов Фарит Акрамович** – докт. техн. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», faritag@yandex.ru.

Исмагилова Эльвира Римовна – магистр нефтегазового дела, преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», yusupova_elvira@mail.ru.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Россия

Мохаммед Ашраф Амин Бешир – технолог по добыче, el.to.the.moe@gmail.com.
Shell plc, г. Ассен, Нидерланды

*Автор, ответственный за переписку

УДК 553.98

МРНТИ 38.53.17

<https://doi.org/10.54859/kjogi108575>

АМАНГЕЛДІ КЕН ОРНЫНДА ГИДРАТТЫҢ ТҮЗІЛУІН АЛДЫН АЛУ ЖӘНЕ ОНЫМЕН КҮРЕСУ

Ю.Ә. Дәрібаев, А.А. Кабдушев

М.Х. Дулати атындағы Тараз өңірлік университеті, Тараз қ-сы, Қазақстан

Қазіргі уақытта көптеген газ және газконденсатты кен-орындарындағы ішкі кәсіпшілік газ тасымалдау құбырларында гидрат түзілу температурасын төмендету мақсатында, негізінде шлейфтерде, коллекторларда, жабдықтарда гидратқа қарсы ингибитор есебінде метанол және диэтиленгликоль кеңінен қолданылады. Мұнай, мұнай өнімдерін және газды ұңғымалардан өндіру кезінде гидратқа қарсы ингибиторлар қолданылмаған жағдайда күткен нәтижемізге ерісе алмаймыз, себебі өнім өндіру кезеңінде, өндірілген өнімнің (газ, конденсат) бір бөлігі жанып тұрған факелге немесе свечаға үрленеді. Бұл өз кезегінде ұңғыма жұмысының тоқтатылуына алып келуі мүмкін, яғни өндірілетін өнімнің мөлшері азаяды.

Негізгі сөздер: кен-орны, ұңғыма, газ, конденсат, ылғал, шлейф, гидраттың түзілуі, метанол, диэтиленгликоль, температура, қысым, ингибитор.

Кіріспе

Газ және газконденсатты кен-орындарын игеру кезеңінде белгілі бір термобаралық жағдайда, өнімді қабаттағы табиғи газдар сумен байланысып қатты кристалды заттар – яғни газды гидраттар түзеді.

Газ құрамына кіретін метан, этан, пропан, бутан көмір-қышқыл газ негізгі гидрат түзуші компоненттер болып саналады. Көмірсутектің сумен тұрақсыз байланыста (қоспасы) болуына қарамастан гидраттар ұңғы оқпанында, газды жинау, тасымалдау жүйелерінде түзіліп, олардың газды өткізу мүмкіндігін төмендетіп, олардың желілерде жүруін толығымен тоқтатуы мүмкін, яғни ұңғылардың өнімділігінің төмендеуіне алып келеді. Амангелді кен-орнындағы өндіру ұңғымаларының жұмыс істеуін талдау 2015–2019 жылдар аралығындағы өндірістік және авторлық бақылау мәліметтері негізінде жүргізілді.

Конденсатты газ ұңғымасынан кешенді дайындау қондырғысына дейін шлейфпен (выкидная линия) тасымалданады. Шлейфтің ұзындығы 1 км-ден 4,5 км-ге дейін және газдың құрамында бос ылғалдың болуы, газдың температурасы тепе-теңдік температурасынан төмен болған жағдайда шлейфтерде гидраттың түзілуіне қолайлы жағдай жасалынады. Қыс мерзімінде шлейфтерде гидраттар түзілмеуі үшін, яғни шлейфтегі газдың температурасы тепе-теңдік температурасынан төмен болған жағдайда, плунжерлі сорап-

пен шлейфтегі газ ағымына метанол, яғни гидрат түзілуінің ингибиторы метил спирті (метанол CH_3OH , ингибитор гидратообразования) жіберіледі. Сондықтан гидраттың түзілуіне қарсы ингибиторларды қолдану өзекті болып саналады.

Зерттеулерді жүргізу әдістері және шарты

Метанолмен өңделетін аймақтағы гидрат түзілудің тепе-теңдік температурасы сол аймақтағы газдың салыстырмалы тығыздығы ρ мен орташа қысымына P_{cp} байланысты табиғи газдардағы гидрат түзілудің тепе-теңдік параметрлерінің тығыздыққа тәуелді тұрғызылатын графигі бойынша анықталуы мүмкін (сурет 1). Бірақ газдың құрғағын есепке алып дәлірек анықтау үшін төмендегі формулалар қолданылады [1]:

– оң температуралар кезінде:

$$t_{гидр} = 18,471 * (\lg P_{cp} + 1) - B = 18,471 * (\lg 5,9 + 1) - 14,3 = 18,3^\circ\text{C} \quad (1)$$

– теріс температуралар кезінде:

$$t_{гидр} = -58,51 * (\lg P_{cp} + 1) + B_1 \quad (2)$$

мұндағы B , B_1 – газдың келтірілген тығыздығына тәуелді коэффициенттер 1 кесте бойынша анықталады.

Кесте 1. Келтірілген газ тығыздығына байланысты В және В1 коэффициенттері [1]

Келтірілген тығыздық газ Р	Коэффициент В	Коэффициент В ₁	Келтірілген тығыздық газ Р	Коэффициент В	Коэффициент В ₁
0,56	24,25	77,4	0,79	12,85	40,3
0,57	21,80	70,2	0,80	12,74	39,9
0,58	20,00	64,2	0,81	12,62	39,5
0,59	18,53	59,5	0,82	12,50	39,1
0,60	17,67	56,1	0,83	12,40	38,7
0,61	17,00	53,6	0,84	12,28	38,3
0,62	16,45	51,6	0,85	12,18	37,9
0,63	15,93	50,0	0,86	12,07	37,6
0,64	15,47	48,6	0,87	11,97	37,2
0,65	15,07	47,6	0,88	11,87	36,8
0,66	14,76	46,9	0,89	11,77	36,5
0,67	14,51	46,2	0,90	11,66	36,2
0,68	14,34	45,6	0,91	11,57	35,8
0,69	14,16	45,0	0,92	11,47	35,4
0,70	14,00	44,4	0,93	11,37	35,1
0,71	13,85	43,9	0,94	11,27	34,8
0,72	13,72	43,4	0,95	11,17	34,5
0,73	13,57	42,9	0,96	11,10	34,2
0,74	13,44	42,4	0,97	11,00	33,9
0,75	13,32	42,0	0,98	10,92	33,6
0,76	13,20	41,6	0,99	10,85	33,3
0,77	13,08	41,2	1,00	10,77	33,1
0,78	12,97	40,7			

P_{cp} – ұңғыманың шлейфіндегі орташа қысым, МПа:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} * (P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2}) = \frac{2}{3} * (6,0 + \frac{5,8}{6,0 + 5,8}) = 5,9 \quad (3)$$

бұл жерде

P_1 – метанолмен өңделетін участка-тың басындағы қысым, МПа;

P_2 – метанолмен өңделетін участка-тың аяғындағы қысым, МПа

Гидраттың түзілу температурасының төмендеуі келесі формула бойынша анықталады

$$t = t_r - t_2 = 18,3 - 10,8 = 7,5^\circ\text{C} \quad (4)$$

бұл жерде

t_r – гидраттың түзілу температурасы, $^\circ\text{C}$

t_2 – метанолмен өңделген аймақтың соңындағы газдың температурасы, $^\circ\text{C}$

Өртүрлі құрамдағы табиғи газдар үшін арналған гидрат түзілудің бастапқы температурасы жоғарыда көрсетілген формулалар бойынша есептелген жағдайда табиғи газдардағы гидрат түзілудің тепе-теңдік параметрлерінің тығыздыққа тәуелді тұрғызылатын графигі бойынша анықталған нұсқадан орташа алғанда 2°C -қа артық көрсетуі мүмкін. График бойынша гидраттың түзілу температурасы 17°C .

Гидраттар түзілуінің тепе-теңдік параметрлері Амангелді кен орнының жағдайы және газ құрамына сай есептелінген.

Кесте 2. Жүргізілген зерттеулер бойынша гидрат түзілуінің тепе-теңдік параметрлері [2,3]

Р, МПа	2	4	6	8
Т, $^\circ\text{C}$	9,86	15,43	18,68	20,99

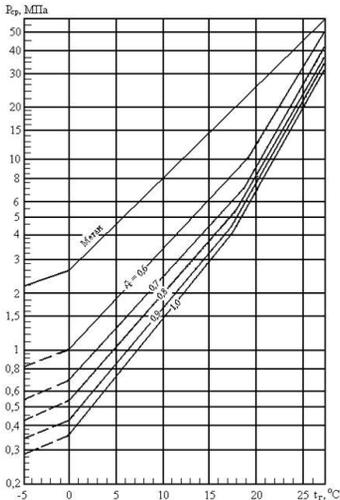
Метанолдың химиялық-физикалық қасиеттері:

- тығыздығы $0,791\text{--}0,792 \text{ г/см}^3$
- қайнау температурасы $64\text{--}65,5^\circ\text{C}$

– ауа кеңістігінде метанолдың жол қойылған шекті концентрациясы 5 мг/м^3

Метанолды ішіп қойған жағдайда:

- 5–10 грамы соқырлыққа алып келеді;
 - 30 грамы өлім жағдайына алып келуі мүмкін;
 - ауа кеңістігінде 6,98–35,6% метанол болса, жарылыс болу қаупі бар;
 - химиялық формуласы CH_3OH немесе $\text{C}_1\text{H}_4\text{O}$;
- молекулалық массасы 32,0412.



Сурет 1. Табиғи газдардағы гидрат түзілудің тепе-теңдік параметрлерінің тығыздыққа тәуелді тұрғызылатын графигі [1]

Кесте 3. Амангелді кен орны бойынша өндірілген газ және тұрақтандырылған конденсат (жылдар бойынша) [2–6]

Көрсеткіштер	2015	2016	2017	2018	2019
Өндірілген газ көлемі, мың м ³	324108,4	326478,5	344051	354170	338380
Өндірілген конденсат мөлшері, т	21328,4	21941,1	24145	26015	26264,1

Кесте 4. Амангелді кен орны бойынша жоғалған метанол мөлшері (жылдар бойынша) [2–6]

Көрсеткіштер	2015	2016	2017	2018	2019
Газбен бірге буланған, т	165,2	170,3	172,8	173,3	171,7
Конденсатта ерігені, т	10,5	11	12	13	13,1
Барлығы, т	175,7	181,3	184,8	186,3	184,8

Кесте 5. Амангелді кен орны бойынша жоғалған диэтиленгликоль мөлшері (жылдар бойынша) [2–6]

Көрсеткіштер	2015	2016	2017	2018	2019
Газбен бірге, т	7,1	6,8	7,5	8,1	7,8
Технологиялық, т	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Барлығы, т	9,8	9,5	10,2	10,8	10,5

Біріншіден жылдың суық мезгілінде, газ және конденсаты газ кен орындарында өндірілген өнімдерді ұңғылардан газды кешенді дайындау қондырғысына тасымалдау кезінде шлейфтер мен және ондағы орнатылған арматураларда гидраттар

Амангелді кен орны жағдайында [2–4]:

- газбен бірге буланып кететін метанолдың мөлшері 0,735 кг/1000 м³;
- конденсатпен бірге еріген түрде кететін метанолдың мөлшері 0,5 т/1000 м³;
- бағасы 31,25–33,04 мың руб./т = 175–185 мың тг./т;

Диэтиленгликольдің химиялық-физикалық қасиеттері [2–4]:

- тығыздығы 1,117–1,118 г/см³;
- қайнау температурасы 244,8°C;
- химиялық формуласы $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_3$;
- молекулалық массасы 106,12;
- қату температурасы -8°C;
- ауа кеңістігінде диэтиленгликольдің жол қойылған шекті концентрациясы 5 мг/м³.

Амангелді кен орны жағдайында:

- қайта тіктеу кезінде буланып жоғалатын диэтиленгликольдің мөлшері 20 г/1000 м³;
- қайта тіктеу кезінде диэтиленгликольдің технологиялық жоғалу мөлшері сағатына 0,31 г/м³.
- бағасы 97,32–99,11 мың руб./т = 545–555 мың тг./т.

пайда болмауы үшін, ұңғыдан өндірілген өнімге 450 литрлік метанол құйғыш немесе мөлшерлегіш плунжерлі МА-15М (Россия), Novados H3 (Германия); Milton Roy (Франция) сораптары арқылы гидрат түзілуіне қарсы ингибиторлар (метанол) қосылады.

Екіншіден кіру манифольдындағы құбырлар диаметрінің кішірейген, ұлғайған, құбыр бұрылыстарын және жоғарыға көтерілген жерлерін және бекіту-реттегіш-арматуралар метанолды регенерациялау қондырғысы Е-1,0-0,9Г қазандығының ыстық буымен қыздырады;

Үшіншіден кіру манифольдында гидраттың құбырларда және арматураларда түзілуінің алдын алу мақсатында өндірілген өнімге кері ысырма алдынан плунжерлі сораптар арқылы тағы да метанол қосылады.

Төртіншіден ұңғылардан өндірілген өнімдерді Амангельді кен орнындағы жалпы коллекторда жинау кезінде гидраттардың коллекторда түзілуінің алдын алу мақсатында Жарқұм, Айрақты кен орындарында алғашқы сұйықтықтан тазаланып тасымалданған газды Амангельді кен орнындағы қыздырғышта қыздырып, қызған газды жалпы коллекторға жібереді.

Су-метанол қоспалары Амангельді кен орнындағы газды кешенді дайындау қон-

дырғысындағы кіру айырғышында ақтық рет бөлініп алынады. Бөлініп алынған қоспаның концентрациясы 40–42% болуы керек. Құрамында метанола бар ағынды суды қоршаған табиғи ортаға тастап, экологиялық зиян келтірмеу мақсатында және метанолдың тиімділігін арттыру мақсатында, бөлініп алынған қоспа регенерация жасалынып, нәтижесінде концентрациясы 90-92% метанол алынып, қайтадан қолданылуы керек. Бөлініп алынатын қоспаның концентрациясы 15%-дан кем болуына байланысты, оның концентрациясын қайта тіктеу (регенерациялау) тиімсіз. Сол себепті қоспаны химреагенттер жәрдеміне метанол қалдығынан тазалайтын станцияда тазалап, суды тоғанды буландырғышқа тастайды.

Таза метанол ерітіндісі мөлдір және түссіз.

Таза метанолдың қайнау температурасы (100%) – 64,7°С.

Кесте 5. Бастапқы шикізаттың сипаттамасы [5–6]

Шикізаттың аты	Көрсеткіштер аты, өлшем бірліктері	Көрсеткіштер мәні
Бастапқы қоспа	Метанолдың массадағы үлесі, %	40–42
	Судың массадағы үлесі, %	58–60
	Температурасы, °С	-30 дан төмен емес
	Тығыздығы (0°С да), кг/м ³	0,942–0,946
	Қысымы, МПа	0,35–0,6

Амангельді, Жарқұм, Айрақты кен орындарындағы газды жинау тізбегінде, өндіріс ішінде тасымалдау және құрғатылмаған газды дайындау кезінде гидрат түзілуінің алдын алу мақсатында:

– ұңғы шлейфіндегі газды алауға немесе шыраққа үрлеу, яғни газды жинау жүйесіндегі қысымды гидрат түзілуінің тепе-теңдік қысымынан төмендету;

– шлейф (құбыр) диаметрінің кішірейген, ұлғайған, бұрылыстарын және жоғарыға көтерілген жерлерін және бекіту-реттегіш арматураларын метанолды регенерациялау қондырғысының Е-1,0-0,9Г қазандығының ыстық буымен қыздыру;

– манометр мен термометрдің үш жөлекті құбыршаларын ыстық қайнаған сумен қыздыру немесе манометр мен термометрдің үш жөлекті құбыршаларын далаға үрлеу;

– газды Е-704 жылу алмастырғышы арқылы "Термиол-57" жылу тасымал-

дағышымен қыздырып, қыздырылған газды жалпы коллекторға беру;

– қысымның бірден түсіп кетуінің алдын алу (температураның төмен түсіп гидрат түзілуіне алып келеді), яғни бекіту-реттегіш арматураларының саңылаулары арқылы газдың сыртқа шықпауын қамтамасыз ету;

– гидрат түзілуінің тепе-теңдік температурасын төмендету үшін гидрат түзілген жерлерге метанол беру қарастырылған;

– Амангельді, Жарқұм, Айрақты кен-орындарындағы газды жинау тізбегінде, өндіріс ішінде тасымалдау және құрғатылмаған газды дайындау кезінде түзілген гидраттарды жою мақсатында:

– шлейфтегі газды свечаға немесе факелге үрлеп қысымды бірден біржақтама төмендету арқылы, (0 атм. дейін) түзілген гидратты жою;

– шлейфтегі газды свечаға немесе факелге үрлеп қысымды бірден екіжақта-

ма төмендету және құбырды қоршаған топырақтың қызуы арқылы (0 атм. дейін) түзілген гидратты жою және газды түзілген гидратты жоюға қажет уақытқа тоқтату;

– түзілген гидратты жеделдетіп жою мақсатында гидрат түзілген жерге метанол ендіру арқылы гидратты жою көзде тұтылған.

Зерттеулер нәтижесі

Табиғи газды жер қойнауынан ұңғы оқпанына ендіру кезінде, ұңғы сағасындағы құрал-жабдықтарда және өндірістің өнімді жинау жүйесінің кез келген бөлігінде, газды дайындау және құбырлар арқылы тасымалдау кезінде гидраттың пайда болуы мүмкін.

Гидрат түзілуінің алдын алу мақсатында метанолды жүйеге енгізу кезінде жер қойнауынан келіп түскен сулармен байланысып, су буларының қысымын және газдың шық түсу нүктесін төмендетеді. Гидрат түзілуінің дәрежесін төмендету су ерітіндісіндегі реагент концентрациясына байланысты анықталады.

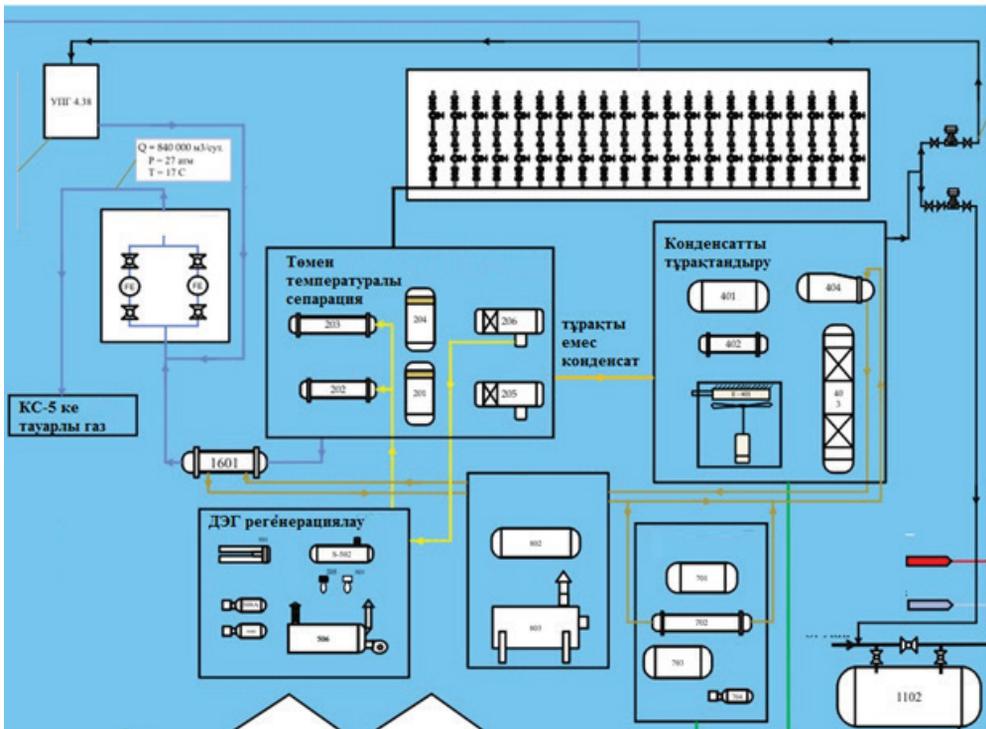
Түзілген гидрат тығындарын жою кезінде метанол буы газ фракциясын қа-

нықтырады және гидраттың парциальды қысымын төмендетіп, оның тез арада ыдырауына алып келеді.

Гидрат түзілуімен күресу үшін метанолды кең түрде қолдана бастады, ол гидрат түзілу температурасын жоғарғы дәрежеде төмендетеді. Және түзілген гидрат тығынын тез-арада ыдыратады, қату температурасын және тұтқырлығын төмендетеді

Метанолды гидрат түзілуінің ингибиторы есебінде қолдану гидрат түзілу шарттарының өзгеруіне негізделген, яғни оның сумен толықтай араласып гидраттың түзілу температурасын ай тарлықтай төмендетеді. Сонымен бірге берілген термобарлық шартта гидрат түзілуінің алдын алады.

Газды ылғалдан арылтып тасымалдауға дайындау кезінде, гидрат түзілуінің алдын алу мақсатында, газды кешенді дайындау қондырғысының газ-газ Е-203/303, газ-конденсат Е-202/302 жылу алмастырғышының кіре берісіндегі газ ағымына мөлшерлегіш плунжерлі сораппен тұман түрінде бүркеп екі атомды майлы спирттер қатарына жататын диэтиленгликоль беріледі.



Сурет 2. Газды дайындаудың технологиялық схемасы [5, 6]

Қыс мезгілінде газдың жылу алмастырғышқа кірер алдындағы температурасы 0–10°C. Газ жылу алмастырғыштардан шығып Джоуль-Томсон клапанына жеткенше, оның температурасы 0–3°C-қа дейін төмендейді. Сулы диэтиленгликоль жылу алмастырғыштардан шығып, Джоуль-Томпсон клапанынан өткен кезде газдың температурасы минус 15–16°C-қа дейін төмендеп төмен температуралы S-204/304 айырғышқа түседі. Төмен температуралы айырғышта газдан қосымша біршама жеңіл көмірсутектер бөлінеді және сұйықтыққа айналған ылғалдарды диэтиленгликоль өзіне сорып алады. Сұйықтықтар төмен температуралы сепаратордан екінші үш фазалы айырғышқа келіп, сол жерде сұйықтықтар тығыздығына байланысты сепаратордың төменгі жағына тығыздығы ауыр диэтиленгликоль қоспасы, жоғарғы жағына конденсат жиналады. Сол жерден сепаратордағы деңгейге байланыста диэтиленгликоль қоспасы диэтиленгликольді регенерациялау блогына барып түседі. Регенерациядан шыққан диэтиленгликоль қайтадан газды ылғалдан тазалау жүйесіне беріледі. Демек диэтиленгликоль жабық циркуляция жүйесіне тоқтаусыз беріліп тұрады, яғни регенерация газды дайындау процессінде диэтиленгликольдің жоғалу дәрежесін төмендетіп, оны тиімді пайдалануға мүмкіндік береді. Диэтиленгликольдің жобалы қанықпаған концентрациясы ауырлық бойынша 75%-тін құрайды.

Диэтиленгликоль сумен араласқан кезде, оның қату температурасы минус 30–35°C-қа дейін күрт төмендейді. Диэтиленгликольді абсорбер негізінде қолдану, оның судағы концентрацияланған ерітіндісінің гигроскоптығына, яғни табиғи газдағы су буын жұтып алып, талап етілетін шық түсу нүктесін, нормативті көрсеткішке дейін төмендету қабілеттілігіне негізделген.

Диэтиленгликоль – мөлдір және түссіз (химиялық түрде таза) немесе сары түске әлсіз боялған гигроскопты сұйықтық, ешқандай иісі жоқ және тәтті дәмі бар; салыстырмалы түрде улағыштығы төмен. Диэтиленгликоль буының серпімділігіне байланысты ингаляциялық улану қауіпсіз, бірақ диэтиленгликольдің ішкі организмге түсуінен орталық нерв жүйесі, бүйрек қатерлі қауіпке ұшырайды [5, 6].

Ғылыми зерттеулер нәтижелерін талқылау

Метанол 16 қазан 16 сәуір аралығында тек жылдың қыс мерзімінде қосылады. Метанолдың газбен бірге буланып жоғалатын жалпы мөлшері 175–185 т/жыл. Кен-орнында метанолды қолданбаған жағдайда газды конденсатты тасымалдау мүмкін емес, себебі ұңғыма 5–6 сағат жұмыс істегеннен кейін шлейф бойында гидрат түзіледі, ал метанолдың конденсатта еріп жоғалатын мөлшері өте аз болғандықтан оны есепке алмасақ та болады. Ал диэтиленгликоль жыл бойына үзексіз қосылады, себебі төмен температуралы айырғышта температураның минус 15–16°C төмендеуіне байланысты, жаз кезінің өзінде ұңғыма 12–20 сағат жұмыс істегеннен кейін қондырғы ішіндегі коллекторларда, жабдықтарда гидрат түзіледі, жалпы жоғалу мөлшері 9,5–10,5 т/жыл.

Амангелді, Жарқұм, Айрақты кен-орында метанол алуға жұмсалатын жалпы қаражат $180 \text{ т} \cdot 125 \text{ мың тг./т} = 22 \text{ 500 мың тг.}$ -ні құрайды.

Ал диэтиленгликоль алуға жұмсалатын жалпы қаражат $10 \text{ т} \cdot 550 \text{ мың тг./т} = 5 \text{ 500 мың тг.}$ -ні құрайды. Негізінен алғанда қыс мезгілінде өндірілетін газ көлемінің 2–3%-ы факелге үрленеді. Үрленген газ қоршаған ортаны ластамас үшін жағып жіберіледі.

Қыс мерзімінде өндірілетін газдың мөлшері орта есеппен 165 млн м³, факелге үрленетін газдың максимал көлемін 3%-ды алып есептесек, онда 4,95 млн м³ болады.

Факелге үрленген газдың яғни магистрал газ құбырына жіберілмейтін газдың бағасы 26 тг./м³. $4 \text{ 950 мың м}^3 \cdot 26 \text{ тг./ м}^3 = 128 \text{ 700 мың тг.}$

Метанолды пайдаланудан түскен пайда $128 \text{ 700} - (22 \text{ 500} + 5 \text{ 500}) = 100 \text{ 700 мың тг.}$

Қорытынды

Жоғарыда келтірілген нәтижелерді қорытындылай келе, метанол мен диэтиленгликольді қолданбай ұңғымалардан мұнай өнімін өндіретін болсақ, онда факелге және үрлеу свечасына үрленетін газдың көлемі 4,95 млн м³, ал бұл газдың жалпы бағасы 128,7 млн теңгені құрайды, ал гидратқа қарсы ингибиторларды қолданатын болсақ, оны керекті көлемде сатып алу үшін

180 тн. метанол және 10 т диэтиленгликоль сатып алынады. Оның жалпы сатып алу бағасы 28 млн тг. Екі вариантты салыстыра отырып, гидратқа қарсы ингибиторларды

қолданған кезде 100,7 млн теңгенің өнімі үнемделетініне көз жеткіздік. Сол себепті гидраттың түзілуіне қарсы ингибиторларды қолдану өзекті болып есептеледі.

Әдебиеттер тізімі

1. ГАЗПРОМ ААҚ объектілері үшін метанол шығынын нормалау және шығарындыларын есептеу жөніндегі нұсқаулықтар. – ВРД 39-1.13-051-2001. // Instruksiya po normirovaniyu raskhoda i vybrosov metanola po ob'yektam ОАО «Gazprom». – RD 39-1.13-051-2001.

2. Герштанский О.С., Чагай В.Г., Сарбуфина З.И., Пуписова Л.В. және т.б. 2006 жылдың 1-ші қаңтарына дейінгі жағдай бойынша Амангелді (Қазақстан Республикасы Жамбыл облысы) кен орнындағы газ, конденсат және ілеспе компоненттер қорының есебі. – АҚ «Мұнайгаз ҒЗЖИ», Ақтау, 2007. // Gershtanskiy O.S., Chagay V.G., Sarbufina Z.I., Papisova L.V. and others. Podschet zapasov gaza, kondensata i poputnykh komponentov na mestorozhdenii Amangel'dy (Zhambylskaya oblast', Respublika Kazakhstan) po sostoyaniyu na 1 yanvarya 2006 goda. – АО «NIPIneftegaz», g. Aktau, 2007 g.

3. Герштанский О.С., Апакаев Ж.А., Чагай В.Г., Пуписова Л.В. және т.б. Амангелді кен орнының өнеркәсіптік игеру жобасы. №07-ДМ-28 келісім шарты бойынша есебі. АҚ «Мұнайгаз ҒЗЖИ». – Ақтау, 2007. // Gershtanskiy O.S., Apakayev Yu.A., Chagay V.G., Papisova L.V. and others Proyeckt promyshlennoy razrabotki Amangel'skogo mestorozhdeniya. Otchet po dogovoru № 07-DM-28. – АО «NIPIneftegaz», g. Aktau, 2007 g.

4. Герштанский О.С., Чагай В.Г., Пуписова Л.В. және т.б. 2011 жылдың 1-ші қаңтарына дейінгі жағдай бойынша Амангелді кен орнының өнеркәсіптік игеру жобасының орындалуын авторлық бақылау. №10-ДЗ-144 келісім шарты бойынша есебі. – АҚ «Мұнайгаз ҒЗЖИ», Ақтау, 2011. // Gershtanskiy O.S., Chagay V.G., Papisova L.V. and others. Avtorskiy kontrol' za realizatsiyey proyeakta promyshlennogo osvoyeniya Amangel'skogo mestorozhdeniya po sostoyaniyu na 1 yanvarya 2011 goda. – Otchet po dogovoru № 10-DZ-144. – АО «NIPIneftegaz», g. Aktau, 2011 g.

5. Дарибаев Н.Ю., Ибылдаев М., Дарибаев Ю.А. Газды комплексті дайындау қондырғысының тиімділігін арттыру. – «XXI ғасырдағы экологияның және адам өмірінің қауіпсіздігінің өзекті мәселелері», Тараз: 2021, 343-345 б. // Daribayev N. Yu., Ibildayev M., Daribayev Yu. A. Povysheniye effektivnosti ustanovki kompleksnoy podgotovki gaza. – «Aktual'nyye voprosy ekologii i bezopasnosti zhiznedeyatel'nosti cheloveka v 21 veke», Taraz, 2021, 343-345 p.

6. Дарибаев Н.Ю., Ибылдаев М., Дарибаев Ю.А. Амангелді кен орнында газды дайындау жүйесін жетілдіру. – «XXI ғасырдағы экологияның және адам өмірінің қауіпсіздігінің өзекті мәселелері», Тараз, 2021, 340-342 б. // Daribayev N. Yu., Ibildayev M., Daribayev Yu. A. Sovershenstvovaniye sistemy dobychi gaza na Amangel'skom mestorozhdenii. – «Aktual'nyye voprosy ekologii i bezopasnosti zhiznedeyatel'nosti cheloveka v 21 veke», Taraz, 2021, 340-342 p.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И УДАЛЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АМАНГЕЛЬДЫ

Ю.А. Дарибаев¹, А.А. Кабдушев²

Таразский региональный университет им. М.Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан

В настоящее время для снижения температуры гидратообразования в процессе транспортировки газа и газового конденсата во внутрипромысловых газопроводах, т.е. в шлейфах, применяются антигидратные ингибиторы, такие как метанол и диэтиленгликоль. Если в процессе добычи газа и газового конденсата без применения антигидратных ингибиторов не будут получены желаемые результаты (в процессе эксплуатации некоторый объем добываемых газов и конденсата продувается на факел или на свечу), это может, в свою очередь, привести к остановке скважины, в результате чего уменьшится и объем добываемой продукции.

Ключевые слова: месторождение, скважина, газ, конденсат, влага, шлейф, гидратообразование, метанол, диэтиленгликоль, температура, давление, ингибитор.

PREVENTION AND REMOVAL OF HYDRATE FORMATION AT THE AMANGELDY GAS FIELD

Y.A. Daribayev¹, A.A. Kabdushev²

The Taraz Regional University named after M.Kh. Dulaty, Taraz, Kazakhstan

Currently, antihydrate inhibitors such as methanol and diethylene glycol are used to reduce the temperature of hydrate formation during the transportation of gas and gas condensate in in-field gas pipelines, i.e. in plumes. If the desired results are not obtained during the production of gas and gas condensate without the use of anti-hydrate inhibitors (during operation, a certain volume of produced gases and condensate is blown onto a flare or a bleeder stack), this may, in turn, lead to a shutdown of the well, as a result of which the volume of production will also decrease.

Keywords: field, well, gas, condensate, moisture, plume, hydrate formation, methanol, diethylene glycol, temperature, pressure, inhibitor.

Информация об авторах

***Дәрібаев Юлдашбай Абуевич** – канд. с.-х. наук, докт. PhD, доцент кафедры «Нефтегазовое и горное дело», заслуженный работник нефтегазовой отрасли Республики Казахстан, nur920318@mail.ru.

Кабдушев Арман Арстангалиевич – докт. PhD, заведующий кафедрой «Нефтегазовое и горное дело», и.о. доцента, arman-kz@mail.ru.

Таразский региональный университет им. М.Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 622.276; 622.279

МРНТИ 52.47.19

<https://doi.org/10.54859/kjogi108589>

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В СОСТАВЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ НА ИСПАРЯЕМОСТЬ КОНДЕНСАТОВ

В.М. Фаталиев¹, Н.Н. Гамидов²

¹ Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

² НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, г. Баку, Азербайджан

В данной статье проанализирована испаряемость ретроградного конденсата при воздействии на газоконденсатное месторождение «сухими» природными газами, содержащими углекислый газ (СО₂), что связано с некоторыми его преимуществами по сравнению с другими углеводородными газами. Исследованы показатели процесса воздействия на призабойную зону добывающей газоконденсатной скважины «сухим» газом, обогащённым диоксидом углерода, с учётом влияния физико-химических и термодинамических свойств газоконденсатной системы, а также термобарических условий самого процесса.

«Сухой» углеводородный газ, содержащий диоксид углерода, более активно испаряет ретроградный конденсат по сравнению с другими углеводородными газами. Однако для повышения эффективности этого процесса следует учитывать количество контактов нагнетаемого газа и температуру призабойной зоны.

Ключевые слова: месторождение, углеводородный газ, диоксид углерода, ретроградный конденсат, призабойная зона, воздействие, испарение.

Введение

Известно, что в процессе разработки углеводородных залежей в результате изменения давления имеют место фазовые превращения в пластовых флюидах, что приводит к постоянному изменению состава фаз. При этом интенсивность фазовых переходов усиливается в направлении от пласта к забою добывающей скважины. Этот процесс особо заметен при разработке газоконденсатных месторождений, эксплуатирующихся в режиме истощения пластовой энергии, который является одной из главных причин ретроградных потерь конденсата в пласте [1–4].

В целях извлечения осевшего конденсата применяются различные методы, в т.ч. и метод воздействия на призабойную зону скважины газами, состоящими из «сухого» углеводородного газа или широкой фракции лёгких углеводородов, таких как пропан-бутан [5–7]. Для повышения эффективности указанной технологии и в целях снижения потребности в углеводородном газе в некоторых случаях в закачиваемый «сухой» газ добавляют определённое экспериментальным путём количество азота или углекислого газа [1–4, 8].

Применение азота в составе «сухого» газа объясняется некоторыми его преимуществами (хотя известно о плохой растворимости азота в углеводородных жидкостях), среди которых можно выделить следующие: доступность источников получения азота в промышленных масштабах, меньшие затраты на производство азота по сравнению с другими газами, в частности, с углеводородными, с меньшей сжимаемостью азота и поэтому меньшим объёмом нагнетаемого газа [2, 6, 9, 10].

Влияние азота как чистого компонента, так и в составе природного газа на фазовые превращения углеводородных конденсатов достаточно исследовано. И, как видно из данных [1], количество испарившегося конденсата достигает 24,5% при воздействии на конденсат «сухим» газом, его значение снижается до 22% при содержании азота 20% и до 12,7% при его содержании 40%. Небольшая разница (около 2%) дополнительно добытого конденсата при замене на 20% углеводородного газа азотом говорит о целесообразности его применения в подобных процессах. Но исследования показывают, что добавление в

состав природного газа более 25% азота нежелательно [10].

В связи с вышесказанным в данной работе изучаются показатели процесса воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» газом обогащённым углекислым газом, с учётом влияния физико-химических и термодинамических свойств газоконденсатной системы, плотности конденсата, температуры и количества контактов нагнетаемого газа.

Современный уровень научной и экономической значимости вопроса

Проведение исследований по изучению испаряемости конденсатов при воздействии «сухими» газами, содержащими углекислый газ (CO_2), продиктовано некоторыми его преимуществами по сравнению с другими неуглеводородными газами, такими как воздух, азот и др. [8, 10, 11].

Обзор имеющихся публикаций показывает, что CO_2 использовался как рабочий агент в основном при воздействии на нефтяные залежи. В значительно меньшей мере исследованы вопросы воздействия закачанных неуглеводородных газов, в частности, CO_2 на газоконденсатные месторождения, особенно в поздней стадии разработки.

Углекислый газ, как показано в различных исследованиях, существенно отличается от широко применяемых углеводородных и неуглеводородных газов [8, 11, 12]. Например, плотность и вязкость CO_2 при одинаковых значениях давления (P) и температуры (T) несколько превосходят значения этих параметров для метана. Это может положительно сказаться на улучшении параметров вытеснения, в частности, коэффициента охвата. Существенно отличается CO_2 от других газов по испаряющей способности, степени растворимости в ретроградном конденсате. Эти способности особенно ярко проявляются при давлениях более 8 МПа.

Известно, что взаимодействие нагнетаемого газа с ретроградным конденсатом при определенных термобарических условиях может вести к их смешиваемости, показателю которой зависят от температуры и молекулярной массы углеводородной жидкости.

В работе [3] представлены результаты экспериментов на насыпной модели пласта, где было обнаружено увеличение

первоначального объёма декана от содержания в нём углекислого газа. Опыты проводили на термостатируемой цилиндрической (трубной) модели пласта диаметром 2,5 см, общей длиной 10 м. При этом среда состояла из кварцевого песка проницаемостью $2,4 \times 10^{-13} \text{ м}^2$. Связанную воду в экспериментах не моделировали, в качестве конденсата использовали декан. Процесс проводился ближе к смешиваемому вытеснению, и декан полностью извлекался из пористой среды при закачке 0,87 порового объёма CO_2 .

Опираясь на приведенный обзор [6], можно заключить, что крупномасштабные работы по воздействию на залежи закачкой CO_2 выполнены только для ряда нефтяных месторождений (при этом данный метод внедрён в практику разработки около 200 нефтяных месторождений), а в практике разработки газоконденсатных месторождений CO_2 применялся в виде небольших опытных и лабораторных экспериментов. Сказанному способствовали те обстоятельства, что нефти различного состава, характеризующиеся высокими плотностями, содержащими значительное количество высококипящих углеводородов, имеют низкие показатели давления смесимости и поверхности натяжения на границе фаз [8].

В работе [2] предложен способ частичного поддержания пластового давления (Pп) в газоконденсатных залежах путём обратной закачки отсепарированного газа с добавлением углекислого газа. При этом за счёт снижения давления начала конденсации (Pн.к.) пластовое давление на определённое длительное время остаётся выше давления начала конденсации (обеспечивается условие $Pп > Pн.к.$). Применение этого способа планировалось в проекте доработки газоконденсатного месторождения Русский Хутор [12], в результате чего ожидалось повышение конденсатоотдачи до 87% вместо 44% в режиме истощения. На примере группы газоконденсатных месторождений Днепровско-Донецкой впадины Украины показана возможность увеличения конденсатоотдачи при закачке в пласт CO_2 по сравнению с их разработкой на истощение или сайклинг-процессом [6, 12].

В работах [1, 11] изучено влияние неуглеводородных компонентов на начало давления конденсации углеводородных систем (Pн.к.) и установлено, что увеличе-

ние концентрации азота повышает значение Рн.к., а наличие CO_2 и H_2S уменьшает Рн.к. Аналогичные результаты были получены и в работе [12].

Сказанное выше свидетельствует о том, что влияние CO_2 на испаряемость конденсатов и величину давления начала конденсации изучено недостаточно. Названные выше аспекты влияния наличия CO_2 на физико-химические и термодинамические параметры фазовых превращений в природных углеводородных системах, а также сопутствующие их решению

вопросы рассмотрены нами в данном разделе.

Экспериментальная установка и методика проведения экспериментов

Для проведения намечаемых экспериментов была создана специальная установка, состоящая из бомбы для PVT исследований, компрессора высокого давления, баллонов с природным и углекислым газами и различных периферийных узлов (рис. 1).

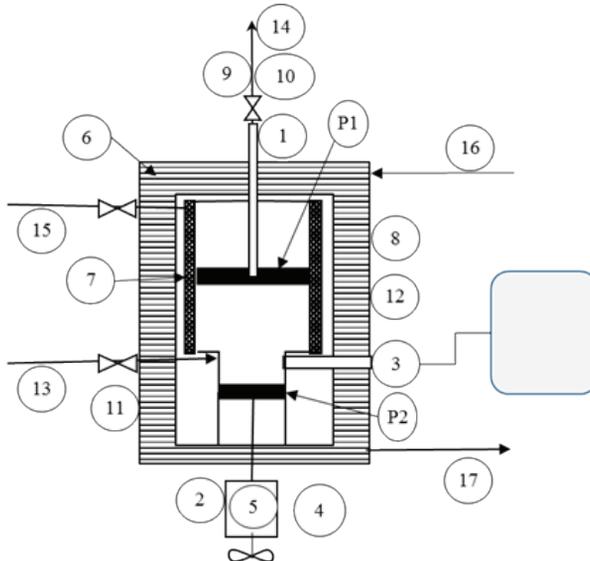


Рисунок 1. Экспериментальная установка

Бомба PVT (типа УКГ-3 с рабочим давлением 45 МПа и рабочей температурой 80°C) состоит в основном из двух цилиндрических частей. Объемные характеристики газоконденсатной системы в той части, где расположен верхний поршень (P1) (1), определяются в зависимости от давления и температуры. В части, где расположен нижний поршень (P2), измерение объема насыщенной жидкости в принятых термобарических условиях (2) и уровень жидкости контролируются при помощи стеклянного глазка (3). Также можно записать уровень в PVT с помощью специальной камеры и монитора, прикрепленного к окнам.

Поршень P1 приводится в действие давлением глицерина, подаваемого из модуля сжатия. Поршень P2 может перемещаться как электродвигателем (4), так и ручным редуктором (5). Температура блока увеличивается за счёт циркуляции на-

гретой жидкости в котле (6) (вход и выход, 16 и 17 соответственно) и электронагревателе (7) и поддерживается постоянной на уровне, заданном регулятором температуры (8) – $\pm 0,4^\circ\text{C}$. Модуль оснащен специальными устройствами для контроля давления (9 и 10) и температуры (термометр и термостат, 11 и 12 соответственно). Выходы (13) и (14) предназначены для жидкости и газа, соответственно, и эти выходы также могут быть объединены с пробоотборниками.

Эксперименты проводились с использованием флюидов скв. 46 (табл. 1) месторождения Булла-дениз (Азербайджан). Техника проведения экспериментов была детально описана в исследованиях [1, 5, 11].

Состав участвующих в экспериментах газов, содержащих 10%, 20% и 30% углекислого газа, показан в табл. 1:

Таблица 1. Состав закачанного газа, моль.%

Компоненты	Состав газов			
	0	10,0	20,0	30,0
CO ₂	0	10,0	20,0	30,0
C ₁	91,15	82,19	72,54	64,80
C ₂	6,78	6,03	5,93	4,07
C ₃	1,24	1,05	0,96	0,72
i-C ₄	0,26	0,25	0,22	0,17
n-C ₄	0,32	0,33	0,21	0,15
i-C ₅	0,12	0,08	0,08	0,05
n-C ₅	0,09	0,06	0,05	0,03
∑ C ₆	0,04	0,01	0,01	0,01
Плотность газа, г/м ³	0,7347	0,7969	0,8307	0,8916
Относительная плотность газа	0,6093	0,6613	0,6894	0,7399
C ₆₊ , г/м ³	7,7	5,2	3,8	1,7

Вначале определяли давление начала конденсации системы при температуре 20–120°C, затем истощали её до давления 12,0 МПа при температуре 100°C в соответствии с температурой месторождения Булла-дениз. При дифференциальном снижении давления от Рн.к. до 12,0 МПа изучались составы газов и свойства жидкости на каждом шаге, а также проводили хроматографический анализ (опыты проводились на хроматографе ЛХМ-8) составов газов сепарации и дегазации.

В экспериментах давление в системе доводилось до величины, близкой к давлению, ожидаемому к концу разработки месторождения Булла-дениз. Для конкретных условий экспериментов оно было принято равным 12,0 МПа. При этом данный предел давления, 12,0 МПа, выбран на основе расчетов условий фонтанирования газоконденсатной скважины при устьевом давлении 1,5–2,0 МПа.

Эксперименты по изучению испаряемости конденсата, оставшегося в бомбе PVT после достижения давления 12,0 МПа, проводились при контактировании системы с углекислым газом в составе «сухих» углеводородных газов с помощью компрессора высокого давления. Таким образом, «сухой» газ контактировал с пластовой системой и находился определенное время с ним в равновесии, после чего «добытый» из бомбы PVT, жирный газ пропусклся через сепаратор, где он разделялся на сухой газ и конденсат, определялись состав сухого газа, молекулярная масса и плотность конденсата, рассчитывалось конденсатосодержание жирного добытого газа.

Анализ результатов экспериментальных исследований. Влияние различных параметров на испарение конденсата

На рис. 2–5 обобщены результаты экспериментов по испаряемости конденсатов в присутствии CO₂ сухих углеводородных газов. Таким образом, экспериментально исследован процесс влияния процентного содержания углекислого газа в интервале 0–30 моль.% в составе природного газа на величину давления начала конденсации с учетом изменения температуры в пределах 15–110°C для продукции конкретного глубокозалегающего газоконденсатного месторождения.

На рис. 2 показаны кривые зависимости давления начала конденсации от температуры для разных концентраций диоксида углерода Рн.к. = f(CO₂, T). Из-за технических трудностей, связанных с возможным влиянием CO₂ на уплотнительные элементы, а также на металлические части бомбы, его содержание в составе газа не поднималось выше 30%. Как видно из рис. 2, с ростом содержания CO₂ давление начала конденсации уменьшается, а рост температуры вначале приводит к росту Рн.к., а после 60°C имеет место его снижение.

Из результатов математической обработки критических параметров стало ясно, что с ростом содержания углекислого газа в составе системы его критическая температура растёт, а значения критического давления и мольного объёма снижаются. Таким образом, с добавлением углекислого газа термодинамические свойства вновь образованных систем изменяются так, что

критическая температура каждой новой системы становится больше, а критическое давление меньше этих величин для предыдущей системы. В результате этого

наблюдается уменьшение значений давлений конденсации системы и смещение фазовой диаграммы вниз.

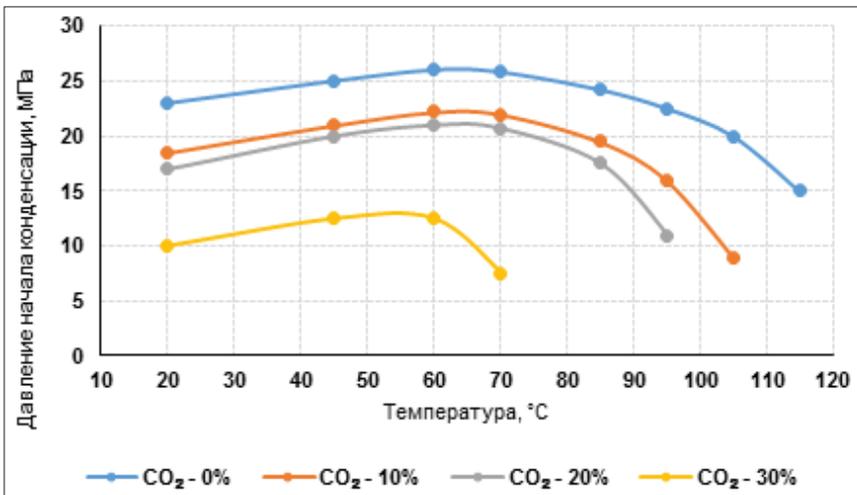


Рисунок 2. Кривые давление начала конденсации (Рн.к.) в зависимости от содержания CO₂ при различных температурах

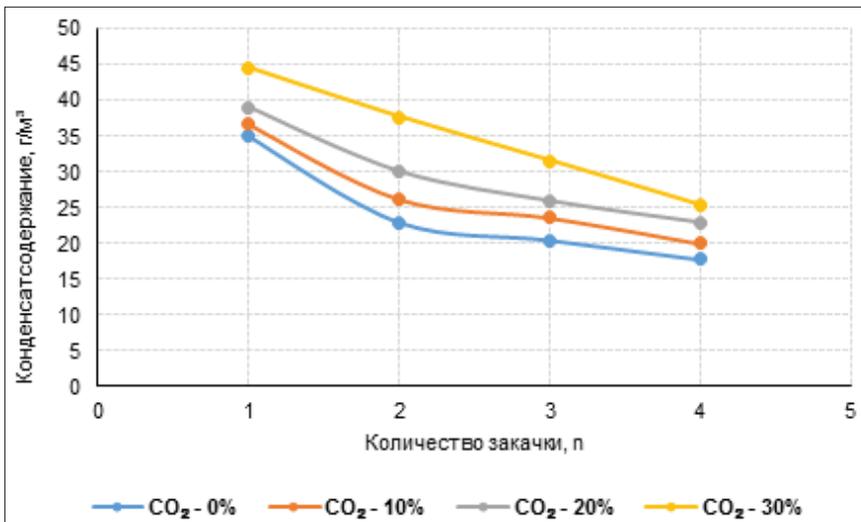


Рисунок 3. Зависимость конденсатосодержания от количества контактов и содержания CO₂

Как видно из рис. 3, конденсатосодержание добываемого газа увеличивается в зависимости от процентного содержания CO₂ в закачиваемом газе, но уменьшается от количества циклов контактов. Противоположная картина наблюдается в зависимости изменения плотности оставшегося конденсата от количества контактов (рис. 4), при которой отмечен рост плотно-

сти конденсата по мере увеличения циклов воздействия.

Как видно из рис. 5, с ростом количества контактов (n) уменьшается объем добываемого конденсата. Несмотря на то, что увеличение количества CO₂ в газовой смеси увеличивает объем испаряемого конденсата, в зависимости от количества контактов наблюдается уменьшение.

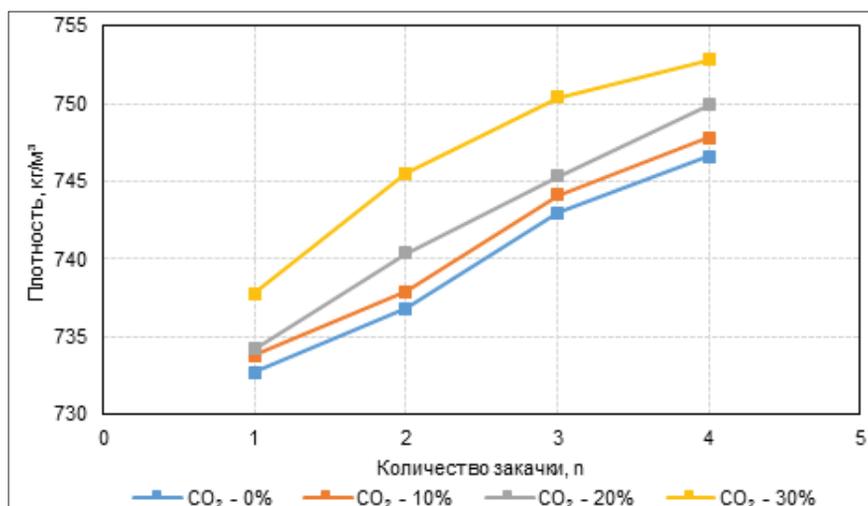


Рисунок 4. Зависимость плотности конденсата от количества контактов и содержания CO₂

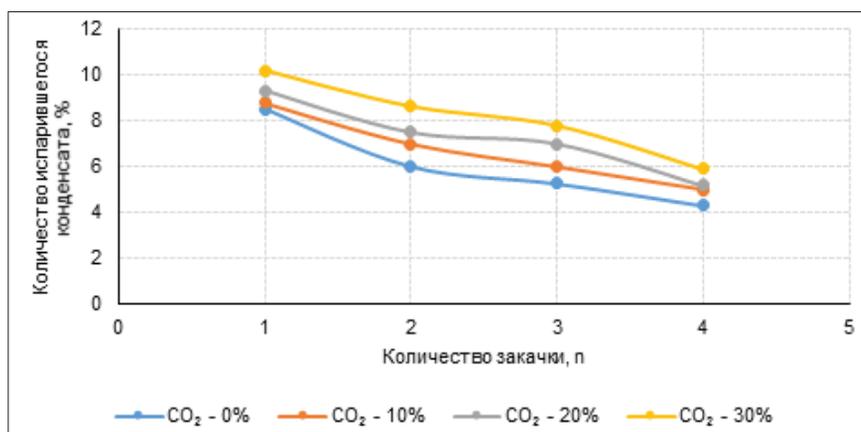


Рисунок 5. Зависимость количества испарившегося конденсата от количества контактов (n) и содержания CO₂

Таким образом, сравнивая результаты исследований испаряемости конденсатов в присутствии углеводородных и неуглеводородных газов, можно заключить, что «сухой» углеводородный газ, содержащий в своем составе до 30% CO₂, более активно испаряет ретроградный конденсат, при котором количество испарившегося конденсата возрастает более чем на 10–15%.

Заключение

Экспериментально исследован процесс испарения конденсата путём воздействия на него «сухим» углеводородным газом и газами, обогащёнными диоксидом углерода, с учётом влияния физико-химических и термодинамических свойств газоконденсатной системы, температуры,

давления, количества контактов жидких и газовых фаз, плотности конденсата.

Экспериментально и аналитически исследовано влияние содержания углекислого газа в составе газоконденсатной системы на значение давления начала конденсации смеси в широком интервале температур.

Конденсатосодержание добываемого газа увеличивается в зависимости от процентного содержания CO₂ в закачиваемом газе, однако однозначно уменьшается в зависимости от количества циклов контактов.

Наблюдается увеличение плотности конденсата, оставшегося в бомбе PVT от количества контактов – циклов воздействия, а также от процентного содержания CO₂, в закачиваемом газе.

Список использованной литературы

1. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Фаталиев В.М., Гамидов Н.Н. и др. Прикладные вопросы термодинамики при добыче нефти и газа. – Баку: Nafta-Press, 2013, 212 с. // Abasov M.T., Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M., Gamidov N.N. and other. Prikladnye voprosy termodinamiki pri dobyche nefiti i gaza [Applied thermodynamics in the oil and gas production]. – Baku: Nafta-Press, 2013, 212 p.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М., ОАО Издательство «Недра», 2003, 880 с. // Mirzadzhanzade A.H., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. Osnovy tehnologii dobychi gaza [Fundamentals of gas production technology.]. – Moscow: JSC «Nedra» Publishing House, 2003, 880 p.
3. Пешкин М.А., Гусева Е.П., Наумов Е.И. Применение CO₂ при разработке газоконденсатных месторождений. – М., Недра, НТС «Газовая промышленность», вып. 7, 1985, с. 20–23. // Peshkin M.A., Guseva E.P., Naumov E.I. Primenenie CO₂ pri razrabotke gazokondensatnyh mestorozhdenij [The use of CO₂ in the development of gas condensate fields]. – M.: Nedra, NTS «Gazovaja promyshlennost'», vyp. 7, 1985, pp. 20–23.
4. Meng X., Sheng J.J., Yu, Y. Experimental and Numerical Study of Enhanced Condensate Recovery by Gas Injection in Shale Gas-Condensate Reservoirs. – Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/183645-PA, 2017, v. 20, is. 02, pp. 471–477.
5. Abasov M.T., Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M., Hamidov N.N., Mammadova G.H. About processing borehole zone of condensate wells to increase their productivity. – SPE Romanian Conference “150 Years of the Romanian Petroleum Industry: Tradition & Challenges”, Bucharest 14–17 October 2007.
6. Гриценко А.И., Шандрыгин В.Н. и др. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. – М., «Недра», 1996, с. 239. // Gricenko A.I., Shandrygin V.N. and other. Razrabotka gazokondensatnyh mestorozhdenij s vozdejstviem na plast [Development of gas condensate fields by reservoir stimulation]. – Moscow, Nedra, 1996, p. 239.
7. Sharma Sh., Sheng J. Comparison of huff-n-puff gas injection and solvent injection in large-scale shale gas condensate reservoirs. – Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, v. 52, pp. 434–453.
8. Островская Т.Д., Гриценко И.А. Исследование газоконденсатных смесей, содержащих CO₂ и N₂. – Газовая промышленность, 1983. №8, с. 31–32. // Ostrovskaja T.D., Gricenko I.A. Issledovanie gazokondensatnyh smesej, sodержashhih CO₂ i N₂ [Study of gas condensate mixtures containing CO₂ and N₂]. – Gazovaja promyshlennost' [Gas industry], 1983. №8, pp. 31–32.
9. Гамидов Н.Н., Фаталиев В.М. Влияния критических свойств газов на процесс испарения пластовых углеводородных конденсатов. – Материалы XI Международной научно-практической нефтегазовой конференции. Кисловодск, 27–31 октября 2014, с. 45–46. // Gamidov N.N., Fataliyev V.M. Vlijaniya kriticheskikh svojstv gazov na process isparenija plastovyh uglevodorodnyh kondensatov [Influence of critical properties of gases on the process of evaporation of reservoir hydrocarbon condensates]. Materialy XI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy neftegazovoj konferencii [Materials of the XI International Scientific and Practical Oil and Gas Conference]. – Kislovodsk, 27–31 october 2014, pp. 45–46.
10. Fataliyev V.M., Hamidov N.N. Effective “Vaporizer” for Recovering Retrograde Hydrocarbon Condensate from a Gas-Condensate Reservoir. – International Journal of Petrochemical Science & Engineering, 2017, vol. 2, iss. 6, pp. 1–7.
11. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Абасов Ш.Д., Гамидов Н.Н. Влияние неуглеводородных компонентов на давление начала конденсации природных систем. – Газовая промышленность, 2000. №1, с. 17–18. // Abasov M.T., Abbasov Z.Y., Abbasov Sh.D., Gamidov N.N. Vlijanie neuglevodorodnyh komponentov na davlenie nachala kondensacii prirodnyh sistem [The impact of non-hydrocarbon components on the pressure of the natural systems' condensation onset]. – Gazovaja promyshlennost' [Gas industry], 2000. №1, pp. 17–18.
12. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. М., Недра, 1983, 263 с. // Gricenko A.I., Ostrovskaja T.D., Jushkin V.V. Uglevodorodnye kondensaty mestorozhdenij prirodnogo gaza [Hydrocarbon condensates of natural gas fields]. – Moscow, Nedra, 1983, 263 p.

КӨМІРСУТЕКТІ ГАЗДАРДЫҢ ЖҰМЫС АГЕНТІНІҢ ҚҰРАМЫНДАҒЫ КӨМІРҚЫШҚЫЛ ГАЗЫ ҚҰРАМЫНЫҢ КОНДЕНСАТТАРДЫҢ БУЛАНУЫНА ӘСЕРІН ЗЕРТТЕУ

В.М. Фаталиев¹, Н.Н. Гамидов²

¹ Өзірбайжан мемлекеттік мұнай және өнеркәсіп университеті, Баку қ., Өзірбайжан

² «Нефтегаз» ҒЗЖИ, SOCAR, Баку қ., Өзірбайжан

Бұл мақалада газ конденсаты кен орнына көмірқышқыл газы (CO_2) бар «құрғақ» табиғи газдар әсер еткен кезде ретроградтық конденсаттың булануы талданады, бұл оның басқа көмірсутекті емес газдармен салыстырғанда кейбір артықшылықтарына байланысты. Газ конденсаты жүйесінің физика-химиялық және термодинамикалық қасиеттерінің әсерін, және де процестің өзінің термобариялық жағдайларын ескере отырып, көмірқышқыл газымен байытылған «құрғақ» газбен өндірілетін газ конденсаты ұңғымасының кенжар аймағына әсер ету процесінің көрсеткіштері зерттелді.

Құрамында көміртегі диоксиді бар «құрғақ» көмірсутекті газ басқа көмірсутекті емес газдармен салыстырғанда ретроградтық конденсатты белсенді түрде буландырады. Алайда, бұл процестің тиімділігін арттыру үшін айдалатын газдың байланыстар санын және төменгі шұңқырдың температурасын ескеру қажет.

Негізгі сөздер: кен орны, көмірсутекті газ, көміртегі диоксиді, ретроградтық конденсат, кенжар маңы аймағы, әсер ету, булану.

STUDY THE INFLUENCE OF THE CARBON DIOXIDE CONTENT IN THE COMPOSITION OF THE WORKING AGENT OF HYDROCARBON GASES ON THE CONDENSATES EVAPORATION

V.M. Fataliyev¹, N.N. Hamidov²

¹ Azerbaijan State University Oil and Industry, Baku, Azerbaijan

² Oil and Gas Research and Design Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

This article analyzes the volatility of retrograde condensate when a gas condensate field is exposed to "dry" natural gases containing carbon dioxide (CO_2), which is associated with some of its advantages over other non-hydrocarbon gases.

The indicators of the process of impact on the bottomhole zone of a producing gas condensate well by "dry" gas enriched with carbon dioxide are studied, taking into account the influence of the physicochemical and thermodynamic properties of the gas condensate system, as well as the thermobaric conditions of the process itself.

"Dry" hydrocarbon gas containing carbon dioxide more actively evaporates retrograde condensate compared to other non-hydrocarbon gases. However, to increase the efficiency of this process, one should take into account the number of injected gas contacts and the temperature of the bottomhole zone.

Keywords: field, hydrocarbon gas, carbon dioxide, retrograde condensate, bottomhole zone, impact, evaporation.

Информация об авторах

Фаталиев Вугар Магеррам оглы – докт. техн. наук, сотрудник кафедры «Нефтегазовая инженерия», vugarfataliyev@yahoo.com.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

***Гамидов Натиг Нейман оглы** – канд. техн. наук, доцент, заместитель начальника отдела НИПИ «Нефтегаз», natiq.hamidov@socar.az

SOCAR, г. Баку, Азербайджан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 553.98

МРНТИ 38.53.17

<https://doi.org/10.54859/kjogi108578>

РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ АВАИ

Г.С. Абдрахманова, Н.С. Данабаев, Л.Г. Утемисова

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

В данной статье приводится описание основных подходов и принципов построения отдельных алгоритмов, примененных в модуле «Подбор глубинного насосного оборудования» информационной системы АВАИ. В основу расчётов легли общепризнанные методики построения кривой притока, прочностного расчёта колонны штанг штангового глубинного насоса и др.

Основными целями создания модуля по подбору глубинно-насосного оборудования, в частности, подсистемы «Подбор штангового глубинного насоса» являются повышение эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин, снижение преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования за счёт корректного расчёта колонны штанг, режима насосного оборудования, автоматизации подбора глубинно-насосного оборудования за счёт массового использования программы инженерами-технологами при работе с добывающим механизированным фондом.

Алгоритм расчётов, лаконичный функционал, дружелюбный интерфейс в модуле построены с учётом работы промысловых инженеров-технологов и цеховых мастеров, в условиях принятия оперативных решений по подбору глубинно-насосного оборудования при текущих отказах.

Авторами было проведено сравнение результатов подбора в процессе реализации модуля с общепризнанными зарубежными программными комплексами.

Ключевые слова: информационная система АВАИ, глубинно-насосное оборудование, технологический потенциал, оптимизация скважины, штанговый глубинный насос.

Автоматизированные информационные системы в нефтяных компаниях внедряются для создания единой базы данных с целью увеличения эффективности производства, применяя качественный и быстрый сбор информации и обеспечивая широкий доступ конечному пользователю – инженеру-технологу.

В ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) на базе Блока цифрового развития, полагаясь на практическую ценность таких систем в мировой практике, с недавнего времени начата активная разработка и внедрение собственной информационной системы АВАИ (далее – ИС АВАИ) с учетом потребностей и особенностей деятельности дочерних и зависимых организаций АО «Национальная компания КазМунайГаз» (далее – АО НК КМГ). ИС АВАИ состоит из модулей, которые выполняют определенный функционал по систематизации, хранению, созданию разного рода отчетов,

графиков, а также рассчитывают различные производственные и экономические показатели.

Модуль «Подбор глубинного насосного оборудования» (далее – «Подбор ГНО») ИС АВАИ – это программный комплекс для расчёта глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО), основанного на автоматической агрегации входных параметров из существующих баз данных для построения модели притока и оценки потенциального режима работы скважины.

Общая схема алгоритмов, по которым разрабатывается модуль, выглядит следующим образом:

1. Определяются все существующие базы данных для функционирования модуля (физико-химические свойства нефти и воды (далее – PVT), конструкция скважин, инклинометрия, база наработки на отказ и причин отказа, текущий технологический режим, карты изобар, наземное и подзем-

ное оборудование, замеры мобильных установок).

2. На основе агрегированных данных технологического режима и баз данных строится модель притока, расчёт потенциала определяется в модуле построением кривых притока, зависимости дебита от давления и газосодержания на приеме насоса (рис. 1).

3. Анализируется потенциал скважин с применением показателей, характеризующих индикаторную кривую притока (далее – IPR): давление пластовое начальное (P_n), дебит жидкости ($Q_{ж}$), газовый фактор (G_f) и обводнённость (%) по замерам мобильных установок, забойное давление ($P_{зab}$) (ограничено 0,75 от давления насыщения ($P_{нас}$)) либо оценивается потенциал новой из бурения скважины по результатам гидродинамических исследований скважин (далее – ГДИС) или по анализу скважин окружения (потенциальный коэффициент продуктивности ($K_{прод}$) для проектной скважины рассчитывается как сумма удельных значений среднего коэффициента продуктивности по каждой скважине из выбранного пользователем радиуса).

4. Выбирается способ эксплуатации на основе оценки технико-экономических показателей эксплуатации тем или иным способом (чистая приведенная стоимость проектов внедрения). Данный функционал предназначен для определения целесообразности и экономической эффективности способа добычи, который, к слову, нечасто применяется на начальном этапе на производстве при переводе скважин на механизацию.

5. Происходит итоговый подбор ГНО (программа предоставляет дизайн установки – установка штангового глубинного насоса (далее – УШГН), установка электроцентробежного насоса (далее – УЭЦН) – либо прогнозирует все возможные условия фонтанирования скважин, если рассчитывается фонтанный способ).

Остановимся лишь на основных алгоритмах анализа потенциала действующих скважин и более детально на алгоритмах, примененных для дальнейшего подбора компоновки штангового глубинного насоса (далее – ШГН) для скважины.

Предварительным этапом подбора ШГН, как и любого другого скважинного насоса, является расчёт технологического потенциала скважины, так называемой

кривой притока, которая лежит в основе методики, утверждённой в АО НК КМГ («Методика по составлению технологических режимов эксплуатации нефтедобывающих скважин» [1]). Оценка потенциала добычи основывается на расчёте величины забойного давления с применением корреляции Beggs & Brill многофазного потока, которая учитывает эффект проскальзывания и режимы потока газожидкостной смеси, в наклонных скважинах в том числе. Корреляция для прогнозирования объёмного содержания жидкости и коэффициента трения подбирается после определения режима потока. Также от режима потока зависит метод расчёта градиента давления.

Соотношение забойного давления с дебитом скважины (IPR) показывает способность пласта подавать жидкость к скважине. Для того, чтобы пласт мог подавать жидкость, необходимо наличие перепада давления между статическим пластовым давлением и давлением в стволе скважины. Существует несколько методов, используемых для описания характеристик притока в скважине. В общем смысле IPR устанавливает соотношение между средним пластовым давлением скважины ($P_{пл}$), а также забойным давлением притока на вскрытой поверхности забоя и стенками скважины в продуктивном пласте ($P_{зab}$) и соответствующим уровнем дебита жидкости (Q). Наиболее часто используются два следующих метода (Mukherjee H: Well Performance Manual. Houston, 2001 г. [2]):

- метод постоянного коэффициента продуктивности ($K_{прод}$);
- метод Vogel.

Метод постоянного коэффициента продуктивности, называемый методом прямолинейного коэффициента продуктивности, предполагает, что коэффициент продуктивности ($K_{прод}$) скважины остаётся неизменным независимо от того, выше или ниже давления насыщения ($P_{нас}$) находится пластовое давление ($P_{пл}$).

Метод наиболее часто применяется в следующих условиях:

- при большом содержании нефти в скважинной жидкости со значением давления, превышающим давление насыщения, где $P_{пл} > P_{нас}$;
- для водяных скважин или при высоком содержании воды в скважинной жидкости и отсутствии свободного газа;

– при обводненности продукции скважины свыше 50% и уровне давления при откачке, превышающем или близком к давлению насыщения:

$$q = \eta (P_{пл} - P_{заб}) \quad (1)$$

где

q – общий дебит жидкости;

$P_{пл}$ – средняя величина статического пластового давления;

$P_{заб}$ – давление на забое при добыче из скважины;

η – коэффициент продуктивности.

Если известны величины статического пластового давления и коэффициента продуктивности скважины, можно рассчитать давление на забое при эксплуатации скважины для конкретного дебита жидкости либо рассчитать общий дебит скважины, используя коэффициент продуктивности, пластовое давление в статических условиях и необходимый уровень давления при добыче.

Когда забойное и/или пластовое давление становится ниже давления насыщения нефти газом, простые уравнения притока жидкости будут недействительными. При этих условиях из нефти выделяется некоторое количество растворенного газа, а, значит, в пласте будет происходить двухфазная фильтрация жидкости и газа. Ме-

тод Vogel (описан впервые в январе 1968 г.) позволяет выполнять расчёты для прогнозирования максимального дебита скважины. Данный метод может быть применен к любым типам коллекторов, включая пласты с водонапорным режимом, при добыче нефти с очень низким уровнем давления насыщения, а также нефти с низким коэффициентом усадки. Кривую Vogel обычно используют в скважинах с наличием свободного газа в продукции. Следующее уравнение описывает метод соотношения забойного давления при отборе жидкости с уровнем дебита скважины:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{заб}}{P_{пл}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2 \quad (2)$$

где

q – общий дебит жидкости;

$P_{пл}$ – средняя величина статического пластового давления;

$P_{заб}$ – давление на забое при отборе из скважины;

q_{max} – общий дебит жидкости при $P_{заб} = 0$.

Применяя оба метода, можно получить композитную кривую притока, состоящую из прямолинейного участка (зоны 1–2) и квадратичной зависимости (зона 2–3) (рис. 1).

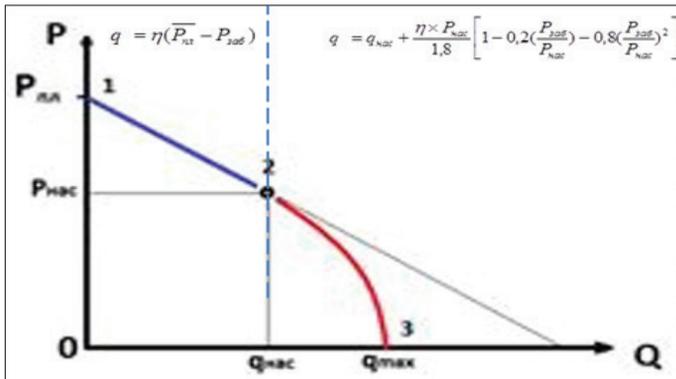


Рисунок 1. Композитная кривая, характеризующая участки линейной и квадратичной (метод Vogel) зависимостей дебита жидкости от забойного давления ($Q_{ж}/P_{заб}$)

В модуле построение композитной кривой притока (рис. 2) осуществляется следующими способами:

- автоматизированно, на основе данных, поступающих с технологического режима скважины, и PVT-свойств пласта (дебит жидкости, забойное давление, пластовое давление, давление насыщения,

обводненность) после выбора последней кривой в окне «Выбор скважины»;

- корректировкой соответствующих параметров в панели «Настройка притока»;

- с использованием функции «Анализ потенциала скважины».

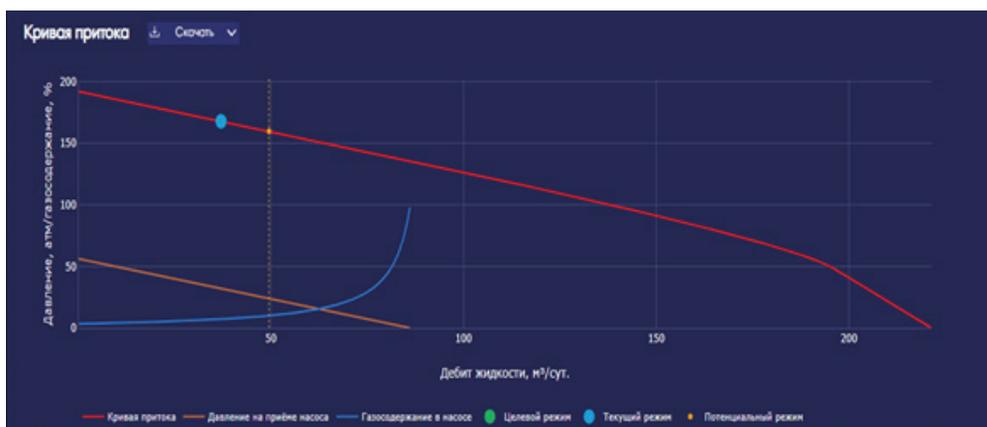


Рисунок 2. Кривая притока на основной панели модуля «Подбор ГНО»

Алгоритм автоматизированного способа построения кривой притока по действующему технологическому режиму применим только для действующих скважин. Он рассчитывает коэффициент продуктивности скважины по данным дебита жидкости, забойного и пластового давлений. После этого выполняет вычисления всех значений дебитов жидкости в диапазоне

забойных давлений от 0 до значения пластового давления с применением метода Vogel при значениях давления ниже давления насыщения и прямолинейной зависимости при значениях давления больше давления насыщения. По оси абсцисс графика – дебиты жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$), по оси ординат – забойные давления в технических атмосферах (ат).

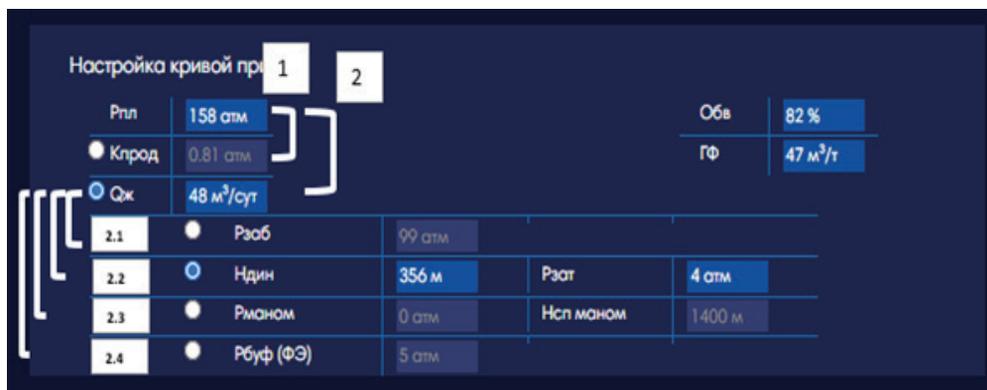


Рисунок 3. Окно настройки кривой притока

В модуле доступно моделирование притока (рис. 3) на основе вилки ввода:

1. Значений среднего пластового давления (Рпл) и коэффициента продуктивности (Кпрод).

2. Среднего пластового давления (Рпл) и дебита жидкости (Qж) и забойного давления (Рзаб).

При выборе второго варианта предлагается очередная вилка задания/расчета забойного давления (Рзаб):

1. Ручной ввод (по умолчанию используется забойное давление (Рзаб) из технологического режима.

2. Задание динамического уровня (Ндин) и затрубного давления (Рзат) для механизированного способа.

3. Задание давления на манометре (Рманом) и глубины спуска манометра (Нсп маном) или глубины спуска электроцентробежного насоса (далее – ЭЦН) с телеманометрической системой (далее – ТМС) для скважин с УЭЦН или при проведении ГДИС.

4. Задание давления на буфере (Рбуф) для фонтанирующего способа эксплуатации.

Таким образом, после построения кривой притока и определения текущей продуктивности скважины переходим к проектированию установки ШГН. Расчёт технологического потенциала был реализован в модуле как первоначальный этап подбора ГНО, т.к. понимание гидродина-

мических характеристик притока к скважине определяет весь механизм работы насосной системы, тем самым описывает интегрированную систему «пласт – скважина – насос». На рис. 4 отражены основные блоки проектирования УШГН действующей скважины.



Рисунок 4. Схема алгоритмов расчёта подсистемы модуля «Подбор ШГН»

Определение глубины установки насоса

Интересное и удобное в плане визуализации решение для пользователя реализовано в модуле по определению глубины спуска насоса. Глубина спуска насоса не рассчитывается модулем автоматически, но пользователю предлагается определить оптимальную глубину согласно анализу условий на приеме насоса (допустимые значения газосодержания на входе в насос и давления на приеме), а также геометрии ограничений по стволу скважины для эксплуатации насоса (рис. 5). Наиболее надежным является спуск компоновки с минимальным количеством интервалов потенциального риска истирания штанг и колонны насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), либо необходимо установить в критичные интервалы центраторы штанг. Мониторинг ограничений по стволу скважины осуществлен в модуле через вызов окна 3D-профиля ствола скважины, построенного на основе координат инклинометрии X, Y, Z и таблицы основных параметров (замеренная глубина (MD), истинная глубина (TVD), удлинения, зенит-

ного и азимутального углов, темп набора пространственной кривизны (DLS).

Цветовая визуализация участков ствола скважины (красные, желтые, зеленые зоны) позволяет демонстрировать критичные для установки насоса участки и спускать насос в наиболее благоприятные зоны вручную, вводя значение в окно глубины спуска насоса. В качестве критерия места обязательной установки центраторов в алгоритм заложены значения темпа набора кривизны более 1°/10 м и/или зенитный угол более 12°. Для рекомендуемой установки – темп набора кривизны более 0,4°/10 м и/или зенитный угол более 6° [2–4]. Коррелируя спуск насоса в выбранную зону с условиями на приеме насоса (давление на приеме насоса (Pпр), газосодержание) (рис. 5), оценивается возможность достижения планового отбора при спуске на выбранную глубину. Пользователем задается оптимальная глубина спуска, руководствуясь двумя этими критериями.

Дальнейшее проектирование установки происходит в соответствии с условиями на приеме насоса (отношение дебита жидкости и забойного давления, давления

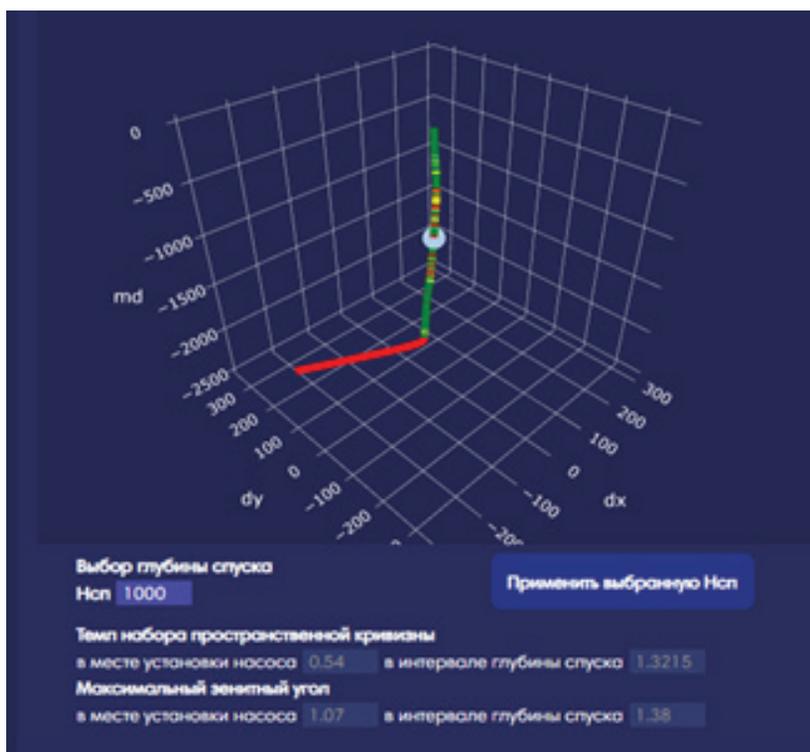


Рисунок 5. 3D визуализация ствола скважины во вкладке модуля «Инклинометрия»

на приеме насоса, газосодержание). По умолчанию для удобства пользователя в алгоритмах модуля заданы первичные рекомендуемые условия для устойчивой эксплуатации ШГН по объёмному содержанию газа (не более 10%) на приеме насоса и рекомендованному давлению на приеме (30 ат), обеспечивающему перепад давления в клапанной паре. Следует отметить, что условия на приеме насоса могут задаваться пользователем принудительно во вкладке «Настройки ШГН». Таким образом, совместив на графике зависимости от дебита жидкости кривые притока, давления на приеме насоса и газосодержания на входе в насос, возможно оценить, насколько реализуема устойчивая эксплуатация погружного насоса при том или ином режиме. Результатом функционала по оценке и анализу технологического потенциала является определение целевого дебита скважины по жидкости и нефти соответственно.

Следующим этапом построения модуля является подбор компоновки штангового глубинного насос (ШГН). Существует множество методик для проектирования ШГН. Изучив опыт стран бывшего СССР,

мы выделили универсальную методику подбора скважинных насосных установок, разработанную на кафедре «Машин и оборудования» Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, которая была положена в основу разработки блока подбора ШГН в программном обеспечении (далее – ПО) «Автотехнолог». Из зарубежных методик отдано предпочтение стандарту американского нефтяного института API TR 11L 5TH ED (2008) «Расчёты традиционных штанговых глубинных установок» [3]. При расчётах применены разные эмпирические подходы, результат которых сводится к определению параметров системы.

Выбор диаметра ШГН и режима откачки

Выбор диаметра ШГН и режима откачки осуществляется на основе предварительного задаваемого коэффициента подачи (диапазон 0,6–0,8) и уточняющего расчёта (с учетом определенного коэффициента подачи).

При определении диаметра ШГН и ожидаемого числа качаний через расчёт подачи [4]:

– теоретическая подача:

$$Q_T = \frac{\pi D_{пл}^2}{4} * S_{пл} * n * 1440 = 360\pi D_{пл}^2 S_{пл} n = 1440 * F * S_{пл} * n \quad (3)$$

где

Q_T – теоретический дебит;

$D_{пл}^2$ – диаметр насоса;

$S_{пл}$ – длина хода полированного штока;

n – частота качаний;

F – площадь сечения цилиндра.

– коэффициент подачи:

$$\eta = Q_{\phi} / Q_T, \quad (4)$$

где Q_{ϕ} – фактическая подача:

$$Q_{\phi} = 1440 * F * n * \eta \quad (5)$$

В расчёте учитываются паспортная характеристика станка-качалки (далее – СК) [4], установки пользователя, проверочный расчёт критического числа качаний.

Удовлетворяющие условиям варианты ранжируются для последующих разделов подбора УШГН. Приоритетность при ранжировании – низкочастотный длинноходовый режим (с максимальной длиной хода и минимальным числом качаний).

Для исключения ошибок с определяющими все последующие расчёты параметрами станков-качалок, все названия станков-качалок в базах модуля приведены к паспортным маркировкам.

Расчёт коэффициента подачи

Коэффициент подачи показывает степень отклонения фактического дебита от теоретического. В большинстве случаев при выполнении расчёта по подбору ШГН коэффициент подачи – неизвестная величина, и требуется её оценка. Исключением могут являться случаи, когда скважина уже оборудована ШГН и на момент подбора ГНО известен её текущий коэффициент подачи, определённый по данным фактической эксплуатации (дебит жидкости, скорость откачки и диаметр насоса), который может быть применен в расчёте при условии сохранения текущей компоновки ШГН и отсутствия проблем в эксплуатации, вызвавших его снижение.

Отклонения теоретической подачи от фактической для нового насоса обусловлены несколькими факторами (подробно расчёты изложены [5–8]).

1. Потеря хода плунжера относительно хода головки балансира СК, рассчитанная в соответствии с формулами:

– длины хода плунжера (8):

$$S_{пл} = S - \lambda - \lambda_i \quad (8)$$

– удлинения штанг и труб (9):

$$\lambda = \frac{(G_T - G_3)}{E} \frac{l_1}{f_{шт1}} + \left(\frac{l_2}{f_{шт2}} + \dots + \frac{l_n}{f_{штn}} + \frac{H_{сн}}{f_{тр}} \right) \quad (9)$$

где

l_1, l_2, l_n – длина штанг;

$f_{шт1}, f_{шт2}, f_{штn}$ – площадь сечения штанг;

$H_{сн}$ – глубина спуска насосно-компрессорных труб;

$f_{тр}$ – площадь сечения насосно-компрессорных труб;

– коэффициента деформаций труб и штанг (10):

$$\eta_{\lambda} = \frac{S - \lambda - \lambda_i}{S} = 1 - \frac{(\lambda - \lambda_i)}{S} \quad (10)$$

2. Разница объёма добываемой жидкости в погружных условиях и на поверхности (коэффициент усадки (11)):

$$\eta_{об} = \frac{1}{b_H(P_c, T_c)(1 - B) + b_B(P_c, T_c)B} \quad (11)$$

где

b_H, b_B – объёмные коэффициенты нефти и воды соответственно;

P_c – давление;

T_c – температура;

B – обводненность.

3. Неполное наполнение цилиндра при работе насоса ввиду влияния газа и посадки плунжера в насосе, утечки ввиду наличия зазора между плунжером и цилиндром (12–14):

– коэффициент наполнения (12):

$$\eta = 1 - \beta(1 + m) \quad (12)$$

где

m – мертвое пространство (принято равным 0,1);

β – коэффициент;

– коэффициент наполнения с учетом утечек (13):

$$\eta_{нап,о} = 1 - l_{ут} \quad (13)$$

где $l_{ут}$ – коэффициент утечек, рассчитанный по формуле:

$$l_{ут} = \frac{q_{ут}}{2 * Q_{ж} * (P'_{нас})} \quad (14)$$

Коэффициент подачи определяется как произведение вышеперечисленных коэффициентов. Расчёт данным способом происходит для всех отобранных кейсов для уточнения диаметра ШГН и режима откачки.

Дополнительно разработана опция, позволяющая установить пользователь-

ское значение вместо расчётного коэффициента подачи. Устанавливаемое значение по умолчанию соответствует текущему коэффициенту подачи, а ячейка связана с созданным ниже калькулятором теоретической подачи, с редактируемыми значениями для удобства пользователя при предварительных расчётах (рис. 6).

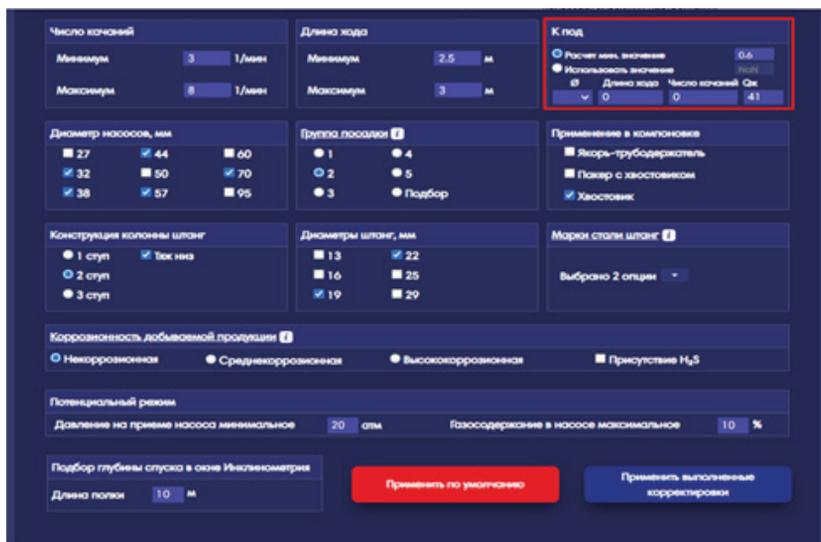


Рисунок 6. Выбор способа задания и расчёта коэффициента подачи

Выбор конструкции колонны штанг и нагрузок на станок-качалку

Расчёт штанговых колонн ведется из условий:

- обеспечения усталостной прочности, т.е. приведённые напряжения в любом произвольном сечении колонны не должны превышать предельно допустимых значений напряжения для выбранного материала штанг при данных условиях эксплуатации:

$$\sigma_{пр i} \leq [\sigma_{пр}] \quad (15)$$

- обеспечения равнопрочности ступеней колонны штанг, которая состоит в том, что приведённые напряжения в наиболее напряженных сечениях каждой из ступеней равны между собой:

$$\sigma_{пр 1} = \sigma_{пр 2} = \sigma_{пр 3} \quad (16)$$

Программный алгоритм расчёта колонны штанг происходит следующим образом:

1. Рассчитываются длина и вес тяжелого низа (по нагрузкам в нижней части колонны при ходе вниз, нагрузкам в точке

подвеса штанг (R_{\max} верхней секции) выполняется проверка допустимой нагрузки на головку балансира СК.

2. Последовательно, снизу вверх, от штанги к штанге происходит расчёт максимальной нагрузки (R_{\max}) и минимальной нагрузки (R_{\min}), приведенных напряжений и расчёт загрузки, количество штанг нижней ступени определяется загрузкой в 70% от последней (верхней) штанги, диаметр – пользовательскими настройками.

3. Происходит переход к расчёту верхней ступени с учетом R_{\max} и R_{\min} нижней ступени. Расчёт выполняется до устья (в случае трёхступенчатой колонны (определяется настройками) расчёт выполняется по загрузке по аналогии с п. 2).

4. Производится сравнение нагрузок, и в случае их неравенства последовательно количество штанг из ступени с большей загрузкой «перебрасывается» в ступень с меньшей загрузкой до поиска равных значений с точностью 5%.

5. В случае превышения допустимой загрузки последовательно пересчитыва-

ются варианты с увеличением диаметров штанг (если позволено настройками).

6. По итогам работ (п. 5) осуществляется переход на марку стали с большим допустимым приведенным напряжением (если позволено настройками).

7. В соответствии с полученным результатом (п. 6) происходит переход на кейс с другим диаметром ШГН и режимом откатки.

По максимальным нагрузкам в точке подвеса штанг (Р_{макс} верхней секции) выполняется проверка допустимой нагрузки на головку балансира СК.

По максимальным и минимальным нагрузкам рассчитывается максимальный крутящий момент и выполняется проверка Р допустимого крутящего момента на кривошипном валу редуктора [9]:

$$M'_{кр.макс} = 300s + 0,236s(P_{max} - P_{min}) \quad (17)$$

где s – длина хода полированного штока.

Выполняется расчёт потребляемой мощности, а также суточного расхода [9]:

$$P_3 = \frac{10^3}{\eta_n} \left(K_1 + \frac{K_2 * F_{жк} * S}{9,8} \right) * N \quad (18)$$

После выполнения всей процедуры, в отчете модуля выводятся следующие результаты расчётов (рис. 7): ожидаемый технологический режим, тип и режим работы СК, коэффициент подачи, давление и газосодержание на приеме насоса, информация по колонне штанг с разбивкой по ступеням, минимальными и максимальными нагрузками на каждую ступень, энергопотребление и другое.

Расчетный режим		Компоновка		СК							
Ож	55 м³/сут	Ø Насоса	70 мм	ПШГН-3-5500	Рмакс, кН	Мкр, кН	Потр. мощ., кВт	Сут. энергопот., кВт*ч	УРЭ, кВт*ч/м3		
Ож	7.5 т/сут	Число качаний	4.3 мин-1	Колонна штанг	Марка стали	Ø, мм	Длина, м	Штанг, ед.	Загрузка, %	Рмакс, кН	Рмин, кН
Обв	84 %	Длина хода	3.0 м	Секция 1	D (API)	22	648	81	77.2	52.35	20.76
Разб	147 атм	Ø НКТ	89 мм	Секция 2	D (API)	19	272	34	77.4	32.1	3.29
Рпр	51 атм	Нсп	1000 м	ТН	D (API)	22	80	10	41.9	22.1	0.07
% газа в нас.	2.0	Клад (расч)	0.77								

Интервалы установки центраторов:
Обязательные: 310.0 - 315.0, 513.0 - 515.0, 560.0 - 563.0

Создание отчета
 Компоновка центраторов
 Заказ наряд

Рисунок 7. Вывод результата расчёта в модуле

Расчёт натуральной сепарации газа

Зачастую при подборе ГНО на производстве стоит выбор между необходимостью поддержания текущей добычи и оптимизацией компоновки ШГН, в частности, в скважинах с низкой наработкой колонны штанг и НКТ. Решением данной проблемы по расчётам модуля могло бы быть применение более устойчивой колонны штанг, способной к увеличению загрузки всей системы, а именно применение материала штанг повышенной прочности с учетом допустимых приведенных напряжений металла, либо укорачивание подвески. В противном случае необходимо снизить отборы. Вынужденная мера по сокращению подвески насоса для ухода от интервалов истирания в нижней зоне ствола может привести к снижению потенциала

скважинной системы и низкому коэффициенту подачи насоса. Одним из решений для снижения влияния газа может быть применение механической сепарации – газозащитных средств. Увеличить наработку ШГН или поддерживать добычу? Это тот случай, когда модуль предоставляет возможность выбора, а инженер-технолог совместно с геологом принимают решение.

Если не перечислять все этапы расчёта ШГН (они являются типовыми при проектировании ШГН), то на примененном расчёте естественной (натуральной) сепарации газа стоит остановиться. Важное значение эффект сепарации газа приобретает в случае использования для механизированного подъема жидкости (ШГН и ЭЦН) из объектов с высоким газосодержанием нефти. Эффективность работы глубинных насосов, как известно,

определяется величиной расходной концентрации свободного газа в скважинной продукции, поступающей в насос. Для расчёта коэффициента сепарации в модуле была выбрана формула Marquez, в которой учитывается сила сопротивления в радиальном направлении, которая, как показала модель, имеет сильное влияние на процесс сепарации [9]. Распространённые методики, в т.ч. П.Д. Ляпкина (1987) [3] не учитывают данный эффект, поэтому предпочтительно было отнестись к более сложной модели расчёта, которая получена Marquez с использованием уже накопленного банка данных исследований университета Талсы (США) [10]. Применённая модель позволяет повысить точность расчёта динамики скважины, что в дальнейшем будет иметь важное значение и при расчёте установки ЭЦН в условиях высокой депрессии и газосодержания добываемой продукции. Основные предположения и допущения математической модели Marquez:

- объёмное содержание газа равномерное и постоянное до входа в насос;
- учитываются скорости проскальзывания газа как в вертикальном, так и в радиальном направлении;
- для пробкового и эмульсионного режимов течения автор пренебрегает эффектом взаимодействия с другими пузырьками газа и на основе анализа экспериментальных данных принимает это значение равным нулю.

Для вычисления равновесной скорости пузырьков газа в вертикальном направлении перед расчётом коэффициента сепарации в коде расчёта применена механистическая модель Caetano (1992 г.) для определения режимов течения в затрубном пространстве вертикальной скважины. Формулой Marquez можно воспользоваться из открытых источников [10].

Располагая рассчитанным коэффициентом сепарации, определяют коэффициент подачи насоса, состоящий из расчёта коэффициента наполнения из-за влияния газа, коэффициентов утечки, объёмного расхода смеси через насос, удлинения хода плунжера.

Тяжёлый низ

Стоит отметить, что при расчёте штанговой колонны зачастую, особенно при проектировании ШГН глубоких скважин

и добыче нефти повышенной вязкости, учитывается необходимость применения тяжёлого низа, что на практике эксплуатации ШГН месторождений АО «Национальная компания «Казмунайгаз» зачастую игнорируется. Как известно, наибольшие растягивающие напряжения действуют в верхней части колонны, наименьшие – в нижней. Однако в нижней части колонны могут возникнуть и сжимающие напряжения при ходе вниз, так называемые ударные нагрузки, поэтому в этих условиях данный участок усиливают, т.е. применяют тяжёлые штанги большего диаметра. Утяжелённые штанги, работая в динамике, способствуют функционированию клапана и поддержанию натяжения всей колонны штанг.

Расчёт тяжёлого низа осуществляется на основе оценки сил трения в плунжерной паре, в клапанах и нижней части колонны штанг. Рассчитывается длина и вес тяжёлого низа по нагрузкам в нижней части колонны при ходе вниз [10], диаметр штанг которого определяется в соответствии с пользовательским запросом в настройках параметров модуля ШГН. Таким образом, реализован алгоритм расчёта тяжёлого низа для всех комбинаций штанговой колонны установки ШГН, кроме случаев отмены тяжёлого низа пользовательскими настройками.

Сравнение результатов расчёта модуля с альтернативным лицензированным ПО

Для обеспечения корректного сравнения результатов расчётов подбор ШГН «принудительно» осуществлялся на фактическую компоновку ГНО и режим работы как в модуле, так и в другом лицензионном программном обеспечении, которое применяется в КМГИ при выполнении работ с дизайном ШГН.

На рис. 8 отображено относительное отклонение максимальной нагрузки в точке подвеса штанг. Среднее отклонение от данных ГДИС (нагрузки, полученные по актуальным динамограммам при стабильной эксплуатации скважины) составило 1% при максимальном отклонении 19%. Среднее отклонение от расчётных результатов (нагрузки при расчёте в другом ПО) составило 1% при максимальном отклонении 4%.

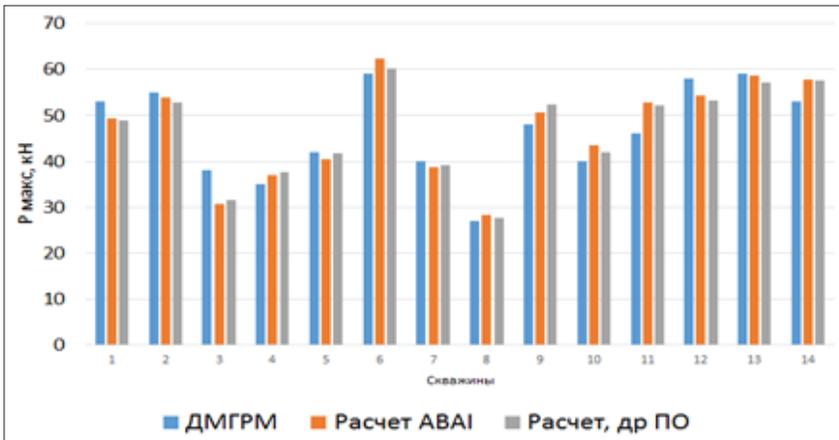


Рисунок 8. Сравнение максимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

DMGRM – нагрузки по динамограмме;
др. ПО – другое программное обеспечение

На рис. 9 ниже показано относительное отклонение минимальной нагрузки в точке подвеса штанг. Среднее отклонение от данных ГДИС (нагрузки, полученные по актуальным динамограммам при стабильной эксплуатации скважины) составило

21% при максимальном отклонении 103%. Среднее отклонение от расчётных результатов (нагрузки при расчёте в другом ПО) составило 1%, при максимальном отклонении 4%.

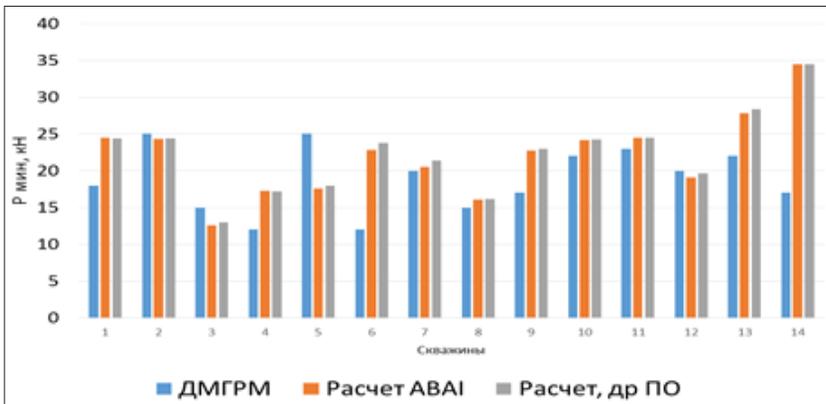


Рисунок 9. Сравнение минимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

Учитывая хорошие результаты, полученные по сходимости максимальной и минимальной нагрузки, рассчитанные в другом ПО, можно предположить, что высокие отклонения на ряде скважин по минимальной нагрузке, вероятно, связаны с недостоверными входными данными (отклонения от расчёта в другом ПО на этих скважинах не превышают 2%).

Основные входные данные, влияющие на расчёт нагрузок, – это конструкция колонны штанг, диаметр ШГН, режим работы СК, Ндин, обводненность, ГФ. Из анализа данных установлено, что об-

водненность, ГФ и Ндин сохраняют неопределенность ввиду высокой флуктуации значений, отсутствия дополнительных исследований или одновременного замера. Для дальнейшего выяснения возможных причин отклонений в расчёте минимальной нагрузки необходимо продолжить сравнительный анализ на скважинах с минимальными неопределенностями, описанными выше.

В рамках тестирования алгоритмов также выполнялось сравнение расчёта конструкции штанг в модуле с другим ПО методом сравнения длины верхней сек-

ции при расчёте равнопрочной колонны (в доле от компоновки штанг) и расчёт тяжёлого низа (в количестве штанг). Среднее отклонение результатов составило 2% и 1 штанга, соответственно.

Аналогичные исследования проводились по сравнению результатов расчёта

нагрузок в другом лицензированном ПО. Получены не менее надёжные результаты сравнения. Нагрузки на колонну штанг $R_{\text{макс}}$, $R_{\text{мин}}$ показали хорошую сходимость по нагрузкам секций: среднее отклонение по максимальной нагрузке – 3,1%, по минимальной загрузке – 5,7% (рис. 10, 11).

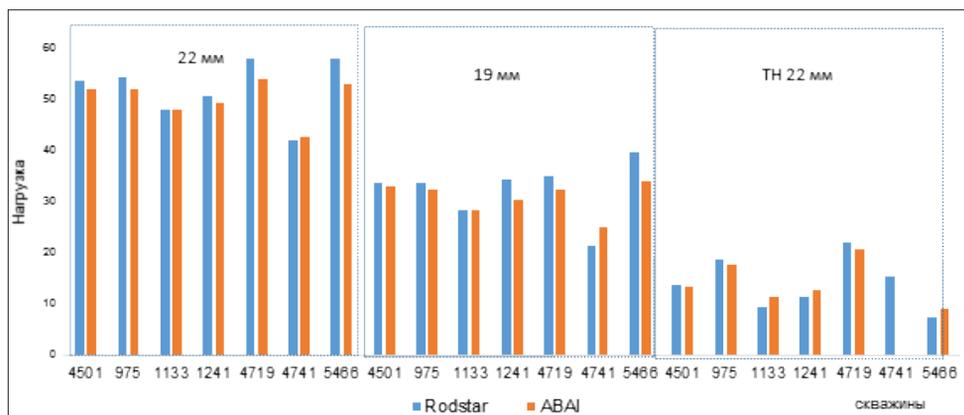


Рисунок 10. Сравнение максимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

Загрузки равнопрочных колонн отличаются, т.к. применены различные методики. В модуле ИС АВАИ применяется ме-

тодика расчёта приведенных напряжений, которая выдает более обрискованную по загрузкам колонну штанг.

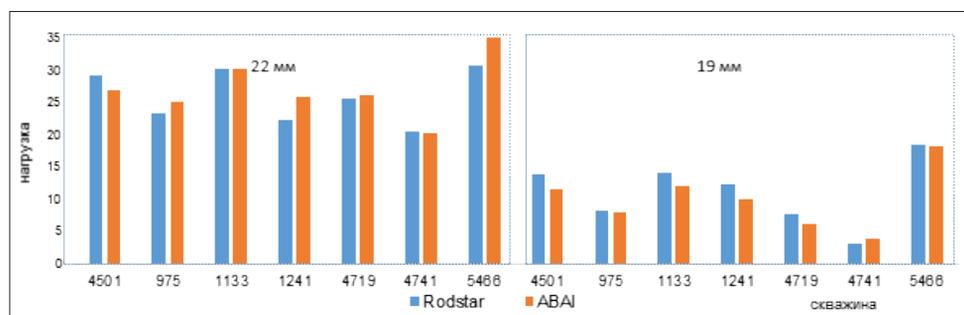


Рисунок 11. Сравнение минимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

Выводы

Таким образом, авторы статьи попытались кратко изложить основные принципы разработки и достигнутые преимущества модуля «Подбор ГНО» для операционной деятельности нефтедобывающих предприятий, подчеркнуть особые моменты примененных алгоритмов. Как и любое программное обеспечение, направленное на расчёт компоновки ГНО, модуль предполагает хорошее качество входных данных, когда основные параметры эксплуатации коррелируются между собой, а пользователь сумеет оценить достоверность данных и внести соответствующие

настройки в модель скважины. Даже в случае отсутствия данных или их низкого качества система предупреждений («алармов»), предусмотренная в модуле, помогает избежать грубых ошибок. Архитектура модуля позволяет пользователю проводить собственный анализ по коррелируемым входным параметрам для расчёта.

Модуль информационной системы АВАИ «Подбор ГНО» находится в постоянном развитии, дополняется новыми методиками, оптимизируется ИТ архитектура, по результатам получения обратной связи от Заказчика создаются те самые доработки, необходимость которых наиболее точно

могут определить только конечные пользователи.

На сегодняшний день видна большая заинтересованность цеховых технологов в работе с модулем и проведении расчетов ШГН. Результаты промышленной эксплуатации модуля в ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистауимунайгаз» показали высокую эффективность рассчитанных в модуле компоновок. За отчетный период 6 мес сокращено количество отказов прак-

тически на половину (53%) на экспериментальных скважинах часто ремонтируемого фонда. Мы рассчитываем, что уже в ближайшем будущем массовое применение программы для оптимизации компоновок и дизайна ГНО и ШГН, а в дальнейшем и электроцентробежных насосов, начнет приносить практическую экономическую выгоду для дочерних предприятий АО «Национальная компания «Казмунайгаз».

Список использованной литературы

1. Методика по составлению технологических режимов эксплуатации нефтедобывающих скважин. – Нур-Султан, АО «Национальная компания «КазМунайГаз», 2018. // Metodika po sostavleniju tehnologicheskikh rezhimov jekspluatatsii nefteodobyvajushhih skvazhin [Methodology for compiling technological modes of oil well operation]. – Nur-Sultan, АО «Nacional'naja kompanija «KazMunayGas», 2018.
2. Mukherjee H: Well Performance Manual. Houston, 2001.
3. PI TR 11L Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional Units), 5-th edition, 2008.
4. Архипов, Попов. Справочник по станкам-качалкам. – Альметьевск 2000. // Arhipov, Popov. Spravochnik po stankam-kachalkam [Pump jack manual]. – Al'met'evsk 2000.
5. Николаев Н. М. Повышение эксплуатационных характеристик нефтепромыслового оборудования в территориально-производственном предприятии «Лангепас-нефтегаз». – Диссертация, к.т.н., РГУ нефти и газа им Губкина, 2000. // Nikolaev N.M. Povyshenie ekspluatatsionnyh harakteristik neftepromyslovogo oborudovaniya v territorial'no-proizvodstvennom predpriyatii «Langepasneftegaz» [Improving the performance of oilfield equipment in the territorial production enterprise "Langepasneftegaz"]. – Dissertacija, k.t.n., RGU нефти i gaza im Gubkina, 2000.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – 2015. // Mishhenko I.T. Skvazhinnaia dobycha nefiti [Well oil production]. – 2015.
7. Ивановский В.Н. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – 2002. // Ivanovskij V.N. and other. Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlja dobychi nefiti [Downhole pumping units for oil production]. – 2002.
8. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Генералов И.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов. – 2000. // Zejgman Ju.V., Gumerov O.A., Generalov I.V. Vybora oborudovaniya i rezhima raboty skvazhin s ustanovkami shtangovyh i jelektrocentrobezhnyh nasosov [Selection of equipment and operation mode of wells with sucker rod and electric submersible pumping units]. – 2000.
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова/ Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. – М., Недра, 1983. // Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniju razrabotki i jekspluatatsii neftnykh mestorozhdenij [Reference manual for the design of the development and exploitation of oil fields]. Dobycha nefiti [Oil production]. Pod obshh. red. Sh. K. Gimatudinova/ R. S. Andriasov, I. T. Mishhenko, A. I. Petrov and other. – Moscow, Nedra, 1983.
10. Márquez R. Modeling downhole natural separation. – The University of Tulsa, 2004.

АВАІ АҚПАРАТТЫҚ ЖҮЙЕСІНДЕ ТЕРЕҢДІКТЕГІ СОРАП ЖАБДЫҚТАРЫНЫҢ АВТОМАТТАНДЫРЫЛҒАН ТАҢДАУЫН ЖҮЗЕГЕ АСЫРУ

Г.С. Абдрахманова, Н.С. Данабаев, Л.Г. Утемисова
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Астана қ-сы, Қазақстан

Бұл мақалада АВАИ ақпараттық жүйесінің «Тереңдік сорап жабдықтарын таңдау» модулінде қолданылатын жеке алгоритмдерді құрудың негізгі тәсілдері мен принциптері сипатталған. Есептеулер ағынның қисық сызығын құрудың жалпы танылған әдістеріне, ҚТС қарнақ бағанасы беріктігінің есептеуіне және т.б. негізделген.

Тереңдік сорап жабдықтарын таңдау модулін құрудың негізгі мақсаттары, атап айтқанда, «Қарнақты тереңдік сорабын таңдау» ұңғымалардың механикаландырылған қорын пайдалану тиімділігін арттыру, қарнақ бағанасын есептеу, тереңдіктегі сорап жабдығының мерзімінен бұрын істен шығуын азайту, сорғы жабдығының режимі және өндіруші қорымен жұмыс істеу кезінде инженер-технологтардың бағдарламаны жаппай пайдалануы болып табылады.

Есептеулер алгоритмі, ықшамды функционал, модульдегі ыңғайлы интерфейс қазіргі бұзылулар кезінде ТСЖ таңдау туралы тез шешімдер қабылдау жағдайында өнеркәсіптік инженер-технологтар мен цех шеберлерінің жұмысын ескере отырып құрастырылған.

Авторлар модульді іске асыру барысында іріктеу нәтижелерін жалпы танылған шетелдік бағдарламалық кешендермен салыстырды.

Негізгі сөздер: «АВАИ» АЖ, тереңдіктегі сорап жабдықтары, технологиялық өлеует, ұңғыманы оңтайландыру, қарнақты тереңдік сорабы.

IMPLEMENTATION OF AUTOMATED SELECTION OF DOWNHOLE PUMPING EQUIPMENT IN THE ABAI INFORMATION SYSTEM

G.S. Abdrakhmanova, N.S. Danabayev, L.G. Utemisova
KMG Engineering LLP, Astana, Kazakhstan

This article provides a description of the main approaches and principles for constructing individual algorithms used in the "Selection of downhole pumping equipment" module of the ABAI information system. The calculations were based on generally recognized methods for constructing an inflow curve, strength calculation of the rod string of a sucker rod pumping unit, etc.

The main goals of creating a module for the selection of downhole pumping equipment, in particular, the subsystem "Selection of a sucker rod pump" are to increase the efficiency of the mechanized well stock, reduce premature failures of downhole pumping equipment due to the correct calculation of the rod string, pumping equipment mode, automation of the selection of downhole pumping equipment due to the mass use of the program by process engineers when working with a mining mechanized fund.

The calculation algorithm, concise functionality, friendly interface in the module are built taking into account the work of field process engineers and shop foremen, in the conditions of making operational decisions on the selection of downhole pumping equipment in case of current failures.

The authors compared the selection results in the process of implementing the module with generally recognized foreign software systems.

Keywords: ABAI information system, downhole pumping equipment, technological potential, well optimization, sucker rod pump.

Информация об авторах

Абдрахманова Гульзира Сагингалиевна – эксперт службы технологий добычи и внутрискважинных работ департамента нефтяного инжиниринга, g.abdrakhmanova@niikmg.kz.

Данабаев Нурлыбек Сауирбаевич – руководитель службы технологии добычи и внутрискважинных работ, n.danabayev@niikmg.kz.

***Утемисова Лаура Гибратовна** – старший инженер службы технологий добычи и внутрискважинных работ департамента нефтяного инжиниринга, ORCID ID – 0000-0003-4194-6727, l.utemisova@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Республика Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.32

МРНТИ 52.47.19

<https://doi.org/10.54859/kjogi91152>

АПРОБАЦИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА РАЗЛИЧИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И ВЫТЕСНЯЮЩЕГО АГЕНТА

А.Б. Жайканов, С.К. Жубаниязов, М.С. Сагындиқов

Филиал «КазНИПИМунайгаз» ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Актау, Казахстан

В статье приведены результаты апробации методов определения коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (μ_0), предложенного В.Д. Лысенко на примере месторождения Каламкас. Определение данного параметра необходимо для проектирования и совершенствования разработки по прямым нефтепромысловым данным. Коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (μ_0) был определен по нескольким методам, которые показали высокую сходимость, тем самым подтвердив теоретическую обоснованность на практике. Представленные методики впервые успешно применены на примере месторождения Каламкас.

Ключевые слова: коэффициент различия физических свойств нефти и воды, жидкостно-нефтяной фактор, коэффициент конечной подвижности.

Введение

Традиционно нефтяное месторождение проходит определенные этапы жизни, которые включают поиск и разведку, предварительную оценку запасов и в последующем проектирование разработки. На основе проектного документа, в котором обосновывается рациональная система разработки, режим работы залежи, технология воздействия, принцип выделения эксплуатационных объектов, очередность их ввода, темпы бурения и освоения, месторождение осваивается и вводится в промышленную разработку. Как показано в работе [1], системный анализ процесса разработки нефтяных месторождений позволил определить режим работы залежи, оценить эффективность воздействия на пласт и структуру текущего коэффициента извлечения нефти.

Актуальной задачей также является определение дополнительных параметров, объективно характеризующих эффективность разработки. Одним из таких параметров является коэффициент различия физических свойств (μ_0), предложенный В.Д. Лысенко [2–5]. Однако данный теоретически обоснованный параметр не

нашел своего практического применения, поэтому нами проведен комплекс аналитических, лабораторных, промыслово-исследовательских работ по апробированию и определению данного параметра на примере скв. 60 горизонта Ю-1С месторождения Каламкас.

Литературный обзор

В работе [2] приводятся несколько способов определения μ_0 , которые рассчитываются аналитическими, прямыми и косвенными методами.

Первый способ определения μ_0 – по фактическому обводнению добывающих скважин (1):

$$\mu_0 = \frac{A_2}{1 - A_2} \times \frac{1 - A}{A} \quad (1)$$

где $(1 - A)$ – расчетная доля нефти в дебите жидкости (при предположении $\mu_0 = 1$), $(1 - A_2)$ – весовая доля нефти в дебите жидкости.

Коэффициент μ_0 является динамическим параметром, зависит от коэффициента заводнения K_3 и теоретически имеет вид, показанный на рис. 1.

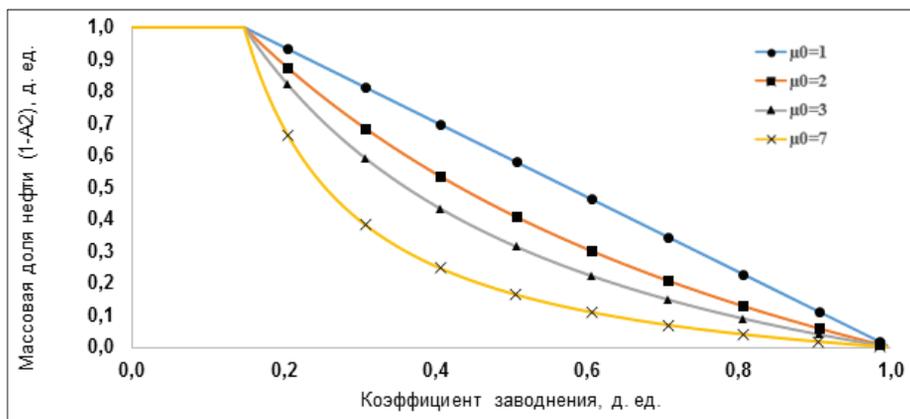


Рисунок 1. Зависимость весовой доли нефти в дебите жидкости от коэффициента заводнения Kз

Как указывается в работе [2], зависимость, указанную выше, можно наблюдать при соблюдении двух условий:

- безаварийная работа скважины в водный период её эксплуатации и фиксированное значение депрессии на пласт;
- неизменная система разработки залежи, которая исключает переход от одного метода повышения нефтеотдачи к другому.

Соблюдение условий такого характера в процессе разработки объектов затруднительно и, вероятнее всего, не имеет экономической целесообразности. В связи с возникновением ряда проблем и для применения данного метода определения μ_0 необходимо рассчитать подвижные запасы согласно методике, описанной в работе [6]. Подвижные запасы оцениваются по характеристикам вытеснения нефти водой, что подробно изложено в работе [6], и базируются на теории Баклея-Левретта – зависимости жидкостно-нефтяного фактора (Rж) от суммарного отбора жидкости (Qж), которая описывается формулой (2):

$$R_{ж} = \frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = a + bQ_{ж} \quad (2)$$

где a и b – постоянные коэффициенты линейной функции, определяемые как угловой коэффициент и отрезок на оси ординат соответственно, Qж, Qн – накопленный отбор жидкости и нефти соответственно.

Второй метод определения μ_0 возможен при известных значениях коэффициентов продуктивности скважины в начальный безводный период и после её обводнения и описывается формулой (3):

$$\mu_0 = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta_0 - \eta} \quad (3)$$

где η_0 , η и η_{F2} – коэффициенты продуктивности добывающей скважины по нефти и жидкости после начала обводнения скважины и коэффициент продуктивности по нефти в начальный безводный период при забойном давлении выше давления насыщения $P_c > P_{нас}$ соответственно.

Когда коэффициент продуктивности скважины снижается при условии снижения её забойного давления ниже давления насыщения, то определение μ_0 описывается формулой (4):

$$\mu_0 = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta' - \eta} = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta_0 \times \frac{\eta'}{\eta_0} - \eta} = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta_0 \times e^{-\alpha(P_{нас} - P_c)} - \eta} \quad (4)$$

$$\alpha = \frac{1}{P_{нас} - P_c} \times \ln \frac{\eta_0}{\eta} \quad (5)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения, P_c – забойное давление ниже давления насыщения, α – показатель снижения коэффициента продуктивности по нефти.

Третий метод определения μ_0 – по текущим весовым дебитам жидкости и нефти и начальному весовому дебиту нефти – описывается формулой (6):

$$\mu_0 = \frac{q_{F2} - q}{q_0 - q} \quad (6)$$

где q_{F2} – текущий весовой дебит по жидкости, q – текущий весовой дебит по нефти, q_0 – начальный весовой дебит по нефти.

И одним из последних способов, указанных в этой статье, является определение μ_0 через коэффициент вытеснения и свойств нефти и вытесняющего агента, который описывается формулой (7):

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \times \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \times K_B^{1,5} \right) \times \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \times b \quad (7)$$

где μ_n , γ_n и b – вязкость нефти в пластовых условиях, плотность нефти в поверхностных условиях и объёмный коэффициент нефти соответственно, μ_a , γ_a – вязкость и плотность в пластовых условиях вытесняющего агента, K_B – коэффициент вытеснения нефти агентом в добывающую скважину в процессе её обводнения.

В работе [7] упоминается коэффициент конечной подвижности M («End mobility ratio») в качестве определяющего параметра при анализе эффективности водонапорного режима. Данный параметр определяется следующим отношением (8):

$$M = \frac{\mu_n \times k_w}{\mu_a \times k_o} \quad (8)$$

где μ_n , k_o – вязкость нефти в пластовых условиях и проницаемость по нефти соответственно, μ_a , k_w – вязкость воды в пластовых условиях и проницаемость по воде соответственно.

При сравнении двух параметров μ_0 и M наблюдается схожесть, т.к. практически

оба параметра определяются на одних и тех же свойствах. Отсюда можно сделать вывод, что В.Д. Лысенко в работе [2] не полностью раскрыл определение μ_0 как коэффициент конечной подвижности.

Объект исследования

Рассматриваемым объектом исследования является скв. 60 горизонта Ю-1С месторождения Каламкас.

Газонефтяное месторождение Каламкас открыто в 1976 г. и внедрено в промышленную разработку 1979 г.

Горизонт Ю-1С является одним из эксплуатационных объектов. В основном, пласты представлены терригенными породами, где средняя проницаемость составляет 420 мД.

Скв. 60 эксплуатируется винтовым насосом на горизонте Ю-1С с 1977 г. На текущий момент накопленная добыча нефти составляет 114 тыс. т, обводненность – 97%.

Результаты и обсуждения

В ходе расчета μ_0 по фактическому обводнению скв. 60 был построен график зависимости весовой доли нефти в дебите жидкости от μ_0 (рис. 2). При построении графика был рассчитан жидкостно-нефтяной фактор для определения подвижных запасов нефти.

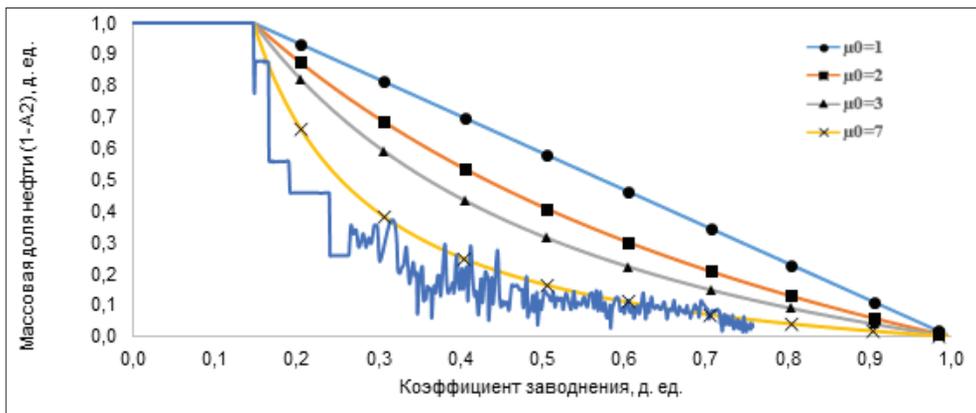


Рисунок 2. Зависимость весовой доли нефти в дебите жидкости от коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (μ_0) по скв. 60

Как видно из графика, поведение кривой μ_0 по скв. 60 имеет высокую схожимость при $\mu_0 = 7$. Ранее μ_0 можно рассчитать по текущим весовым дебитам

жидкости и нефти и начальному весовому дебиту нефти:

$$\mu_0 = \frac{q_{F2} - q}{q_0 - q} = \frac{77,5 \text{ Т/сут} - 12,5 \text{ Т/сут}}{12,5 \text{ Т/сут} - 2,3 \text{ Т/сут}} = 7,4$$

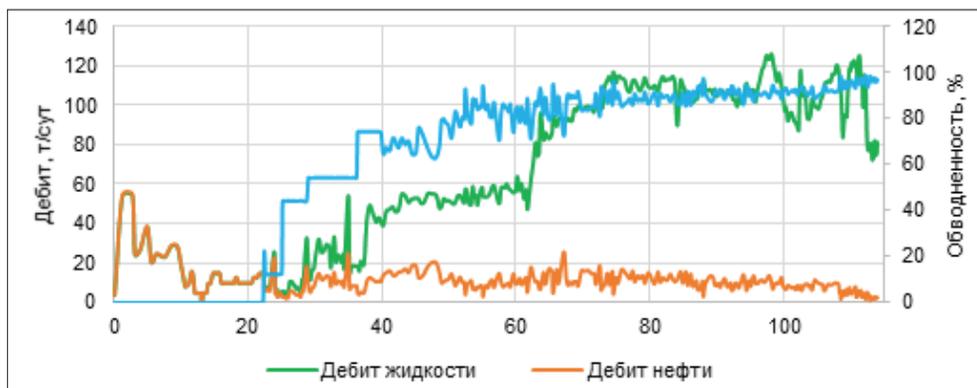


Рисунок 3. Зависимость текущего дебита нефти и жидкости от накопленного отбора нефти по скв. 60

При определении μ_0 через коэффициент вытеснения ($K_{в}$) и свойств нефти и вытесняющего агента были использованы данные, полученные при исследовании относительных фазовых проницаемостей (далее – ОФП) на скв. 6125. Причинами выбора данных скв. 6125 являются полученные образцы керн на том же горизонте, на котором эксплуатируется исследуемая скв. 60. При определении коэффициента вытеснения нефти водой на

скв. 6125 была использована модель пластовой нефти, где вязкость $\mu_{\text{мн}} = 23 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. После расчета относительных фазовых проницаемостей были получены значения остаточной нефтенасыщенности ($\beta_{\text{он}} = 0,361$), остаточной водонасыщенности ($\beta_{\text{ов}} = 0,165$) и значение коэффициента вытеснения $K_{в} = 0,5677$.

$$K_{в} = 1 - \frac{\beta_{\text{он}}}{1 - \beta_{\text{ов}}} = 1 - \frac{0,361}{1 - 0,165} = 0,5677$$

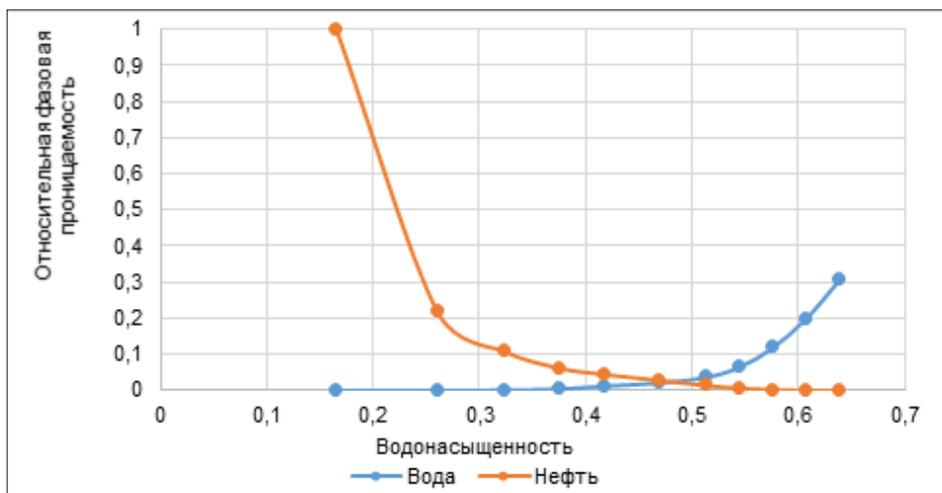


Рисунок 4. График относительной фазовой проницаемости на образце №50 скв. 6125

После расчета $K_{в}$ и при известных свойствах нефти и жидкости был рассчитан μ_0 по формуле (7), значение которого равно 7,08, где $\mu_{\text{н}} = 23 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\mu_{\text{а}} = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $K_{в} = 0,5677$, $\gamma_{\text{а}} = 1,08 \text{ г/см}^3$, $\gamma_{\text{н}} = 0,8717 \text{ г/см}^3$ и $b = 1,057$.

В ходе лабораторного исследования ОФП был рассчитан коэффициент подвиж-

ности M по формуле (8), при расчете данного коэффициента также получено значение, равное 7,08.

Определение μ_0 через коэффициенты продуктивности скважины

Для расчета необходимо определить коэффициент продуктивности жидкости и

нефти после обводнения и безводный период, а также давление насыщения.

При опробовании горизонта Ю-1С скв. №60 было определено значение коэффициента продуктивности нефти безводного периода, равное 1,38 т/сут/атм.

Для определения коэффициента продуктивности жидкости и нефти после обводнения были проведены гидродинамические исследования скважин (далее – ГДИС) методом кривой восстановления уровня. Также перед закрытием скважины на исследование были замерены динамические уровни, затрубные давления, деби-

ты жидкости и отобраны устьевые пробы для определения режима работы скважины. Регистрация показателей произведена прибором «СУДОС-автомат». Согласно предоставленным данным, количество замеренных точек составило 248. Путем пересчета уровня жидкости в давление построен график кривой восстановления давления (рис. 5). Время закрытия скважины составило 99,6 ч. Далее в программу Saphir были введены необходимые исходные параметры для интерпретации кривой восстановления давления (далее – КВД) (табл. 1).

Таблица 1. Исходные параметры скв. 60

Параметр	Значение
Радиус скважины, мм	108
Эффективная толщина, м	3,8
Пористость, д. ед.	0,29
Объемный коэффициент нефти	1,057
Вязкость нефти, сПз (мПа·с)	23
Общая сжимаемость системы, атм ⁻¹	1.10e ⁻⁴
Дебит жидкости, м ³ /сут	75
Обводненность (по лабораторным исследованиям), %	92

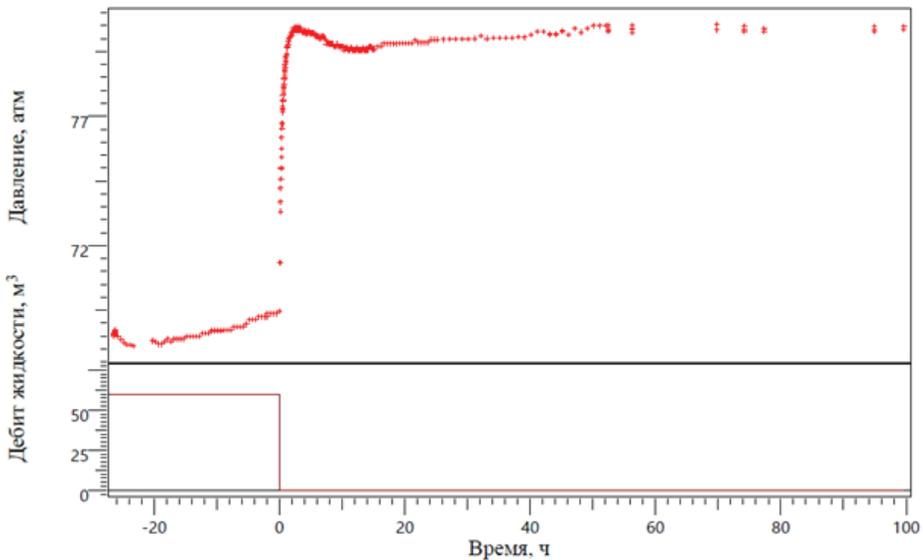


Рисунок 5. Изменение забойного давления во времени (КВД)

В процессе дальнейшей интерпретации были построены билогарифмический график (log-log plot) изменения давления во времени с его производной от времени

(рис. 6) и полулогарифмический график (рис. 7).

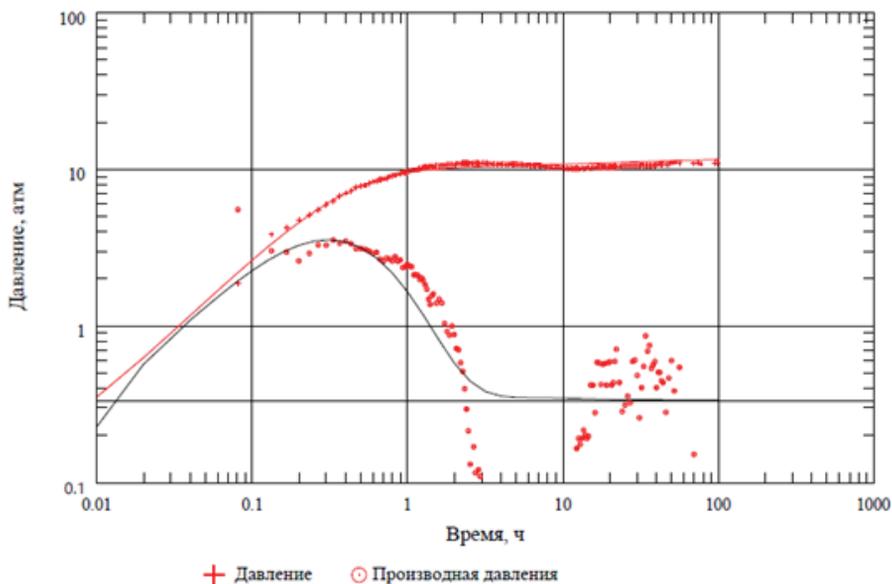


Рисунок 6. График изменения давления во времени в логарифмических координатах (logdP – logdt) и производная давления

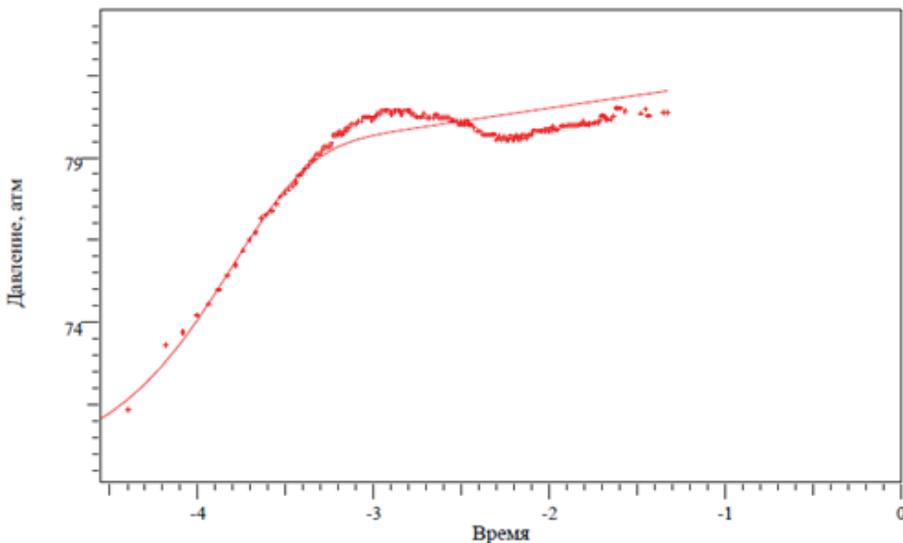


Рисунок 7. График изменения давления во времени в полулогарифмических координатах

Путём подбора и уточнения модели ствола скважины, скважины, пласта и границы удалось получить фильтрационные и энергетические параметры пласта (табл. 2).

Таблица 2. Результаты исследования скважины

Параметры модели пласта	Подобранные параметры модели пласта
Модель ствола скважины	Изм. ВСС (по Fair)
Модель скважины	Вертикальная
Модель пласта	Однородный
Модель границы	Бесконечный

Параметры модели пласта	Подобранные параметры модели пласта
Забойное давление на ВДП, атм	65
Пластовое давление на ВДП, атм	83
Проводимость, мД*м	2250
Проницаемость, мД	593

ВДП – верхние дыры перфорации;

ВСС – влияние ствола скважины

По полученным данным интерпретации ГДИС можно определить коэффициенты продуктивности жидкости и нефти после обводнения, которые равны 4,13 и 0,3 т/сут/атм соответственно. Исходя из рассчитанных выше параметров, значение μ_0 через коэффициенты продуктивности скважины при условии $P_c < P_{нас}$ составил 7,12.

Таким образом, все значения μ_0 по скв. 60, вычисленные разными методами, практически находятся на одном уровне, что указывает на взаимозаменяемость рассмотренных методов. В условиях ограниченности достоверных промысловых данных эта взаимозаменяемость является преимуществом данного метода.

Заключение

Рассмотрены различные методы определения μ_0 :

– аналитические, где μ_0 является

динамическим параметром и зависит от коэффициента заводнения (K_3), а также определение μ_0 по текущим весовым дебитам жидкости и нефти и начальному весовому дебиту нефти;

– промыслово-исследовательские, где определение μ_0 возможно при известных значениях коэффициентов продуктивности скважины в начальный безводный период и после ее обводнения;

– лабораторные, где μ_0 определяется через коэффициент вытеснения и свойства нефти и вытесняющего агента.

Полученные результаты имеют высокую сходимость и подтверждают теоретическую обоснованность. Также из выше представленных методов и полученных результатов можно сделать вывод, что коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента – это и есть коэффициент конечной подвижности.

Список использованной литературы

1. Посевич А.Г., Саенко О.Б. Прапорщиков В.И. Системный подход к проектированию и анализу разработки нефтяных месторождений. – Science and world, 2016, vol. 1, № 9 (37), с. 48–50. // Posevich A.G., Saenko O.B. Praporshnikov V.I. Sistemnyj podhod k proektirovaniyu i analizu razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij [A systematic approach to the design and analysis of oil field development]. – Science and world, 2016, vol. 1, № 9 (37), pp. 48–50.
2. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М., Недра-Бизнес-центр, 2005, 607 с. // Lysenko V.D., Grajfer V.I. Racional'naja razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij [Improved oil field development]. – Moscow, Nedra-Biznes-centr, 2005, 607 p.
3. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М., Недра, 1996. 367 с. // Lysenko V.D. Razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij [Development of oil fields]. Teorija i praktika [Theory and practice]. – Moscow, Nedra, 1996. 367 p.
4. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М., Недра-Бизнес-центр, 2000. 516 с. // Lysenko V.D. Innovacionnaja razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij [Innovative development of oil fields]. – Moscow, Nedra-Biznes-centr, 2000. 516 p.
5. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1991. 296 с. // Lysenko V.D. Optimizacija razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij [Optimization of oil field development]. – Moscow, Nedra, 1991. 296 p.
6. Посевич А.Г., Саенко О.Б. Характеристика основных периодов разработки нефтесобирающих скважин. – Нефтепромышленное дело, 2020, № 3(615), с. 13–20. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-3(615)-13-20. // Posevich A.G., Saenko O.B. Harakteristika

osnovnyh periodov razrabotki neftedobyvayushhih skvazhin [Characteristics of the main time of oil well development]. – Neftepromyslovoe delo [Oilfield engineering], 2020, № 3(615), pp. 13–20. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-3(615)-13-20.

7. Дайк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М., Изд-во «ИКИ», 2008, 668 с. // Dajk L.P. Prakticheskij inzhiniring rezervuarov [Practice of reservoir engineering]. – Moscow, Publ. «IKI», 2008, 668 p.

МҰНАЙ МЕН ЫҒЫСТЫРУШЫ АГЕНТТІҢ ФИЗИКАЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІНІҢ АЙЫРЫМ КОЭФФИЦИЕНТІН АНЫҚТАУ ӘДІСТЕРІН АПРОБАЦИЯЛАУ

А.Б. Жайқанов, С.Қ. Жұбаниязов, М.С. Сағындықов

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС-нің «ҚазМұнайГазГЗЖИ» филиалы, Ақтау қ-сы, Қазақстан

Мақалада Қаламқас кен орнының В.Д. Лысенко ұсынған мұнай мен ығыстырушы агенттің физикалық қасиеттерінің айырым коэффициентін (μ_o) анықтау әдістерін сынау нәтижелері келтірілген. Бұл параметрді анықтау тікелей мұнай кәсіпшілігі деректері бойынша игеруді жобалау және жетілдіру үшін қажет. Мұнай мен ығыстырушы агенттің физикалық қасиеттерінің айырым коэффициенті (μ_o) жоғары конвергенцияны көрсеткен бірнеше әдістермен анықталды, осылайша практикада теориялық негізділікті растады. Ұсынылған әдістер алғаш рет Қаламқас кен орнында сәтті қолданылды.

Негізгі сөздер: мұнай мен судың физикалық қасиеттерінің айырым коэффициенті, сұйық-мұнай факторы, соңғы қозғалғыштық коэффициенті.

APPROBATION OF METHODS FOR DETERMINING THE COEFFICIENT OF THE DIFFERENCE IN THE PHYSICAL PROPERTIES OF OIL AND AND DISPLACING AGENT

A.B. Zhaikanov, S.K. Zhubaniyazov, M.S. Sagyndikov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

The article presents the results of approbation of the methods of determining the coefficient of difference of physical properties of oil and displacing agent (μ_o), proposed by Lysenko V.D. on the example of the Kalamkas field. Determination of this parameter is necessary for designing and improving the development based on direct oilfield data. The coefficient of difference between the physical properties of oil and the displacing agent (μ_o) was determined by several methods, which showed high convergence, thereby confirming the theoretical validity in practice. The presented methods were successfully applied for the first time on the example of the Kalamkas field.

Keywords: coefficient of difference of physical properties of oil and water, fluid-oil factor, final mobility coefficient.

Информация об авторах

***Жайқанов Алибек Бериккалиевич** – первый заместитель директора филиала по геологии и разработке, zhaikanov_a@kaznipi.kz.

Жубаниязов Саламат Косаевич – ведущий инженер службы разработки месторождений АО «Мангистаумунайгаз», zhubaniyazov_s@kaznipi.kz.

Сағындыков Марат Серикович – руководитель службы повышения нефтеотдачи пластов, sagyndikov_m@kaznipi.kz.

Филиал ТОО «ҚМГ Инжиниринг» «ҚазНИПИМунайгаз», г. Ақтау, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

Требования к статьям научно-технического и производственного журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала.

Решение о публикации принимается Главным редактором и Редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные Главным редактором и Редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются Авторам без рассмотрения.

При сдаче рукописи в редколлегию Авторам рекомендуется указать 3 (трех) потенциальных рецензентов (с полным именем и электронным почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Работа направляется на отзыв членам Редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению Редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты (слепое рецензирование); на основании экспертных заключений Главный редактор и Редколлегия принимает решение о публикации: принятие к публикации в представленном виде, необходимость доработки или отклонение. В случае необходимости рукопись направляется Авторам на доработку по замечаниям рецензентов и редакции, после чего она повторно рецензируется, и редколлегия вновь решает вопрос о приемлемости рукописи для публикации. Переработанная рукопись должна быть возвращена в редакцию в течение недели после получения авторами отзывов, в противном случае рукопись рассматривается как вновь поступившая. Рукопись, получившая недостаточно высокие оценки при рецензировании, отклоняется как не соответствующая уровню или профилю публикаций журнала.

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания работ. Не допускается

плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Редколлегия принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (например, «Айтбаев.doc») на электронный адрес редакции vestnik@kmg.kz

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о происшедших изменениях.

Публикации рассматриваются при условии, что авторы не передали аналогичный материал (в оригинале или в переводе на другие языки или с других языков) в другой журнал(ы), что этот материал не был ранее опубликован и не будет направлен в печать в другое издание или не принят в печать в другом журнале. Если в ходе работы над рукописью выяснится, что аналогичный материал (возможно, под другим названием и с другим порядком авторов) направлен в другой журнал, статья немедленно возвращается авторам, о происшедшем сообщается в журнал, принявший к рассмотрению этот материал.

2. Требования к статьям

Статья включает в себя индекс УДК, название и текст статьи, резюме, ключевые слова, список литературы, рисунки, таблицы, сведения об авторах. Все страницы рукописи, в том числе таблицы, рисунки следует пронумеровать. Кроме того, каждый рисунок должен быть оформлен в виде отдельного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы и объемные таблицы в формате excel и др. Файлы рисунков и таблиц обозначаются по фамилии первого автора с указанием номера рисунка или таблицы (Айтбаев_рис1, Айтбаев_табл2). Также отдельным файлом присылается информация об авторах. Все материалы вносятся в одну папку с

названием по фамилии первого автора и архивируются с помощью стандартных архиваторов WinRAR.

Представленные для опубликования материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Статья должна содержать результаты оригинальных научных исследований по актуальным проблемам нефтегазовой отрасли, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Статья сопровождается разрешением на опубликование от учреждения, в котором выполнено исследование. В разрешении указывается отсутствие информации по объектам прав интеллектуальной собственности (в том числе авторских прав, прав на изобретение, полезную модель, промышленный образец, прав на защиту нераскрытой информации от незаконного использования и иных прав), и материалы статьи не влекут нарушения прав интеллектуальной собственности иных лиц.

2. Заголовок статьи должен быть коротким и информативным, по возможности без аббревиатур, особенно если они относятся к узкой тематике. Печатается заголовок прописными буквами шрифтом Arial, 14, полужирный, посередине строки, без отступа, межстрочный интервал – 1,15. Перед заголовком пишется класс универсальной десятичной классификации (УДК) для того, чтобы систематизировать узкое направление статьи.

3. Аннотация на языке статьи приводится в начале статьи перед основным текстом и печатается шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15. Она отражает цель работы, метод или методологию проведения работы, результаты работы, область применения результатов, выводы (объем аннотации не более 300 слов). Перевод аннотации и ключевых слов на английском и казахском языке (в случае статьи на русском языке, если статья на казахском, то перевод аннотации на русском и английском языках) пишется после списка использованной литературы.

4. Ключевые слова – пишутся на одной строке, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15.

5. Нумерация рисунков и таблиц должна быть последовательной. Таблицы и

рисунки не должны быть вырезаны из других материалов. Названия должны быть краткими, но информативными, печатаются шрифтом Arial, размер 12, полужирный, выравнивание – посередине без отступа, межстрочный интервал – 1. Название таблицы пишется сверху таблицы, а название рисунка пишется под рисунком, после названия точка не ставится.

6. Размер шрифта Arial рисунков и таблиц – от 8 до 12. Не использовать в столбцах и строках одинаковую информацию. Лучше вынести ее в преамбулу таблицы или в послетабличную запись, используя шрифт Arial, размер 10.

7. Информация на рисунках должна быть читаемой. При использовании обозначений в подрисунковой/подтабличной надписи дается расшифровка условных обозначений, используя шрифт Arial, размер 12, курсив, межстрочный интервал – 1.

8. Основной текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение, список использованной литературы. Печатается шрифтом Arial, размер 12, через 1,15 компьютерного интервала, между словами – 1 пробел, абзац (отступ) – 1,25 см, поля – верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см.

9. Размер статьи – не более 10 стр. (статьи обзорного характера – 15–20 стр.). Рисунков, а также и таблиц, должно быть не более 10 ед. Упоминания в тексте рисунков и таблиц следует оформлять так же, как и текст (шрифт Arial, размер 12), используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

10. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

11. Список литературы должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте и которые приводятся в порядке упоминания в тексте. Список не должен превышать более 20 пунктов, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке один раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных

скобках. Оформление публикаций проводится по ГОСТу 7.1-2003.

Оформление статей в периодических журналах:

Фамилия, инициалы авторов, название статьи (без кавычек). – Название журнала (без кавычек), место издания (может быть название издательства), год, номер, страницы.

Оформление монографий:

Фамилия, инициалы авторов, название монографии. – Издательство и место издания, год, общий объем, страницы цитаты.

12. После списка литературы приводятся Название статьи, авторы, резюме и ключевые слова сначала на казахском, потом на английском (это в случае если сама

статья подготовлена на русском языке). Оформление данного материала проводится также, как представлены эти компоненты статьи на основном языке.

13. После этого приводится краткая информация об авторах, включающая ученую степень, звание, должность и организацию, электронную почту. Если авторы статьи работают в одной организации, ее название пишется после всех авторов.

14. В отдельном файле, обозначенном (например, «Айтбаев_сведения об авторах») приводится более подробная информация, в частности, в обязательном порядке полный почтовый адрес и телефоны всех авторов, а также указание, кто будет вести переписку и отвечать на вопросы редакции.

**Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»**

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг»
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК, докт. техн. наук
Огай Евгений Кипониевич	Главный технический советник Генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.-мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов (г. Алматы, Казахстан)
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Нагангалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. наук PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет»
Умралиев Бауржан Тажикенович	Эксперт службы технической оценки проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор ТОО «КазНИГРИ», докт наук PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Пятибратов Петр Вадимович	Декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, директор Центра инновационного обучения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Докт. PhD в области технических наук, руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR)
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, докт. техн. наук
Абилхасимов Хаирлы Бабашевич	Докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК
Габдуллин Маратбек Тулебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор

Подписано в печать 27.09.2022 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Жарқын Ко»
010000, г. Астана, пр. Абая, 57/1.
Тел.: +7 (7172) 21-50-86.
www.zharkyn.kz

Республика Казахстан,
1050064, г. Астана,
БЦ Изумрудный квартал,
ул. Д. Кунаева 8, Блок «Б»
тел.: 8(7172) 579-746
e-mail: vestnik@kmg.kz
site: vestnik-ngo.kz