

УДК 550.8.05

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ КАРБОНАТНОГО РЕЗЕРВУАРА КТ-II МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОЖАСАЙ (ВОСТОЧНЫЙ БОРТ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ)

А.А. Жансеркеева

В настоящей работе представлены результаты по комплексированию геолого-геофизических данных (региональных геолого-геофизических исследований, результатов бурения, исследований керна и шлама, результатов интерпретации 3D-сейсмике, данных скважинных микросканеров) месторождения Кожасай для построения геологической модели. Проведены сбор и ревизия данных скважинных микросканеров. Построена гибридная модель трещин (явных и неявных). Месторождение Кожасай находится в разработке с 2003 г., за период эксплуатации выработка запасов нефти составила 22% по состоянию на 01.01.2019 г. На основе построенной геологической модели карбонатных отложений КТ-II выполнена фильтрационная модель.

Ключевые слова: карбонатный резервуар, КТ-II, стратиграфия, керн, скважинные микросканеры, фации, литотипы, трещиноватость.

В региональном плане нефтегазоконденсатное месторождение Кожасай приурочено к подсолевым нижнекаменноугольным отложениям в зоне сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы (восточный борт). Площадь месторождения Кожасай относится к Тускум-Кожасайской литолого-фациальной зоне [1].

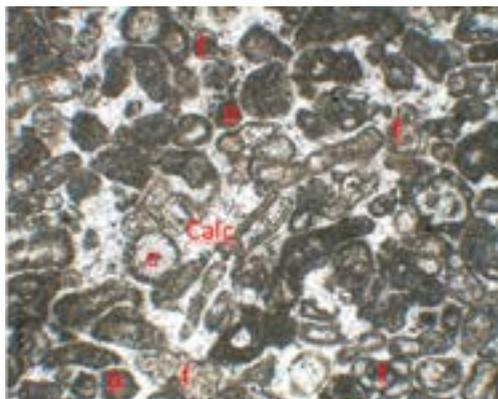
Месторождение характеризуется высокой степенью геолого-геофизической изученности, площадь месторождения равномерно разбурена 7 поисковыми, 17 разведочными скважинами, в 2006–2019 гг. пробурено 63 эксплуатационных скважины. Самая глубокая скважина ПГС-1 вскрыла палеозойские отложения на глубине 6031 м.

Биостратиграфическое расчленение продуктивного разреза выполнено ТОО «АктюбНИГРИ» в 2010 г. на основе изучения фораминифер и водорослей, споро-пыльцевого анализа (по шламу и керну из 12 скважин) [2]. Продуктивный разрез представлен карбонатными отложениями визейского, серпуховского, башкирского и московского ярусов нижнего и среднего карбона, который объединен в единую продуктивную толщу КТ-II. В результате детальной корреляции скважин толща КТ-II была разделена на 2 пачки КТ-II-I и КТ-II-II. Вторая карбонатная толща КТ-II имеет стратиграфическую мощность порядка 470–500 м.

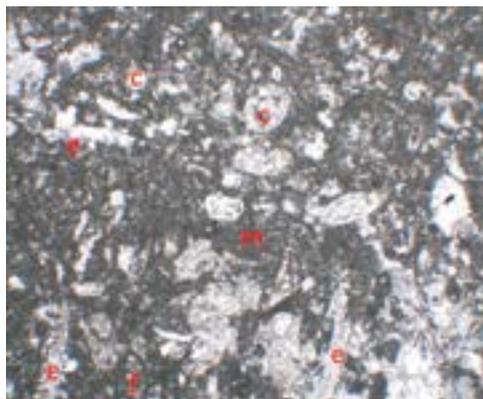
Низкая степень литологической, седиментологической и геохимической изученности карбонатного резервуара КТ-II на момент разработки модели требовала проведения дополнительных литолого-фациальных исследований. Результаты макроскопического и микроскопического исследований керна дали хорошую сходимость литологической неоднородности со скважинными имиджами и ГИС (рис. 2). Лабораторные исследования вещественного состава пород указывают на каль-

цитовый состав пород-коллекторов КТ-II. В шлифах отмечается микроспаритовый цемент (рис. 3). Средняя пористость составляет 5–8%.

Анализ региональных данных, 3D-сеймики, керновых исследований, данных ГИС и скважинных микросканиров позволил провести районирование площади месторождения на фациальные зоны (внутренняя лагуна, ближний шельф, дальний шельф) и выделить 3 литотипа: грейнстоун, пакстоун и вакстоун.



а) Пелоидный пак-грейнстоун



б) Биокластовый вакстоун

Рисунок 3. Месторождение Кожасай. Фотографии шлифов, демонстрирующие обстановки осадконакопления в каменноугольное время: (e) иглокожие, (p) пелоиды, (f) фораминиферы, (c) обломки кораллов, (m) микрит, (Calc) перекристаллизация микрита (микроспарит)

Как оказалось, породы-коллекторы визейско-башкирского комплекса приурочены к зонам развития отмельных карбонатов (биокластовых, оолитовых и литокластовых грейнстоунов, обладаю-

щих сравнительно высоким емкостным потенциалом), которые формировались на приподнятых участках морского дна [3] (рис. 4).

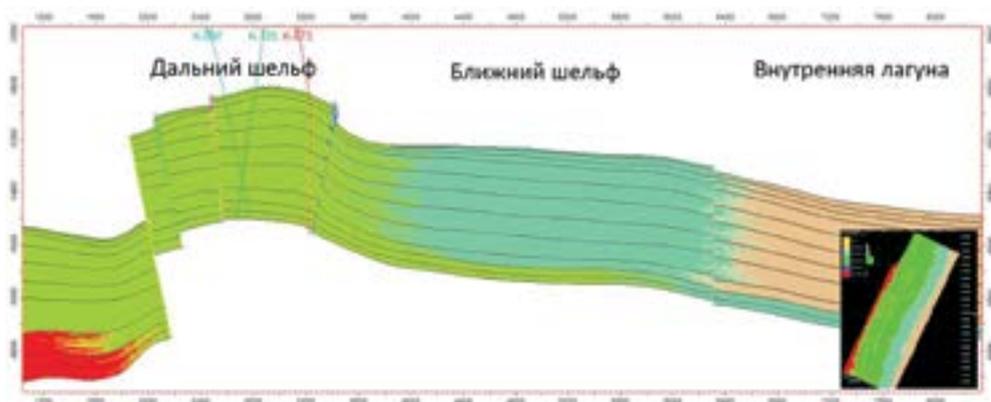


Рисунок 4. Поперечный профиль, модель фациальных зон месторождения Кожасай

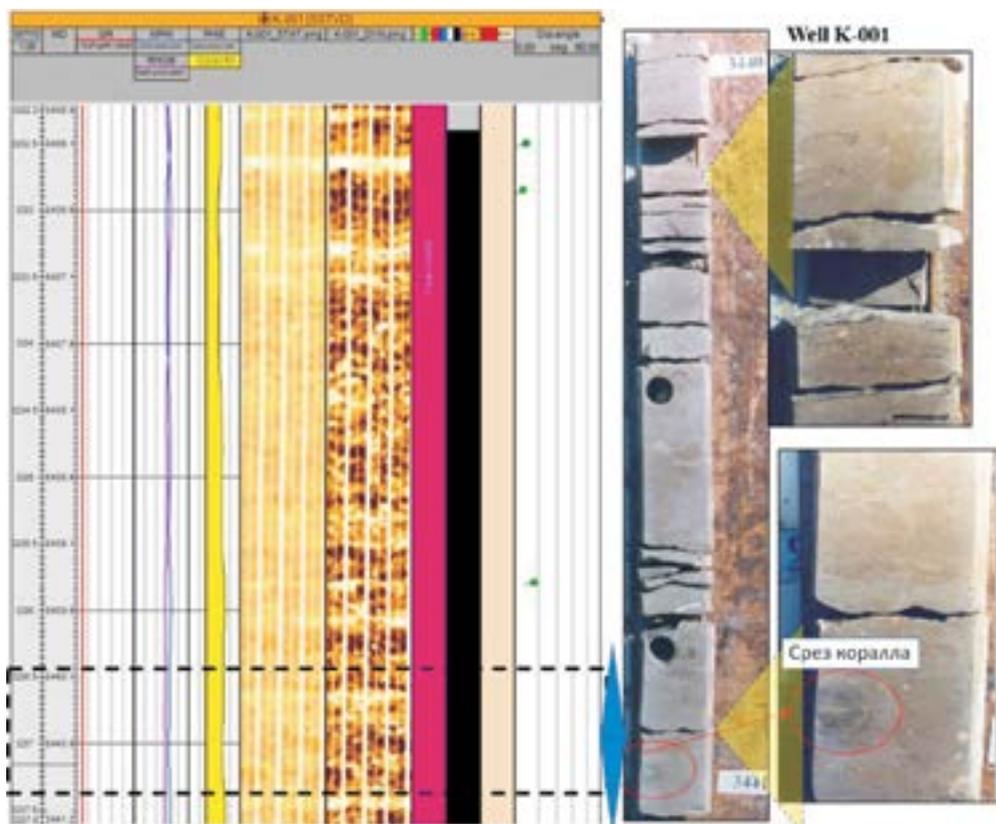


Рисунок 5. Месторождение Кожасай. Скважина К-001, сопоставление ГИС, FMI, керн: трещины субгоризонтальные вдоль напластования, преобладают открытые макро- и микротрещины, густота трещин 40–45 1 /м, раскрытость 0,5–1 мм

В ходе исследований выяснилось, что в результате макроскопического изучения по статическим и динамическим имиджам FMI микротрещины не регистрируются, а на динамическом имидже видна субгоризонтальная слоистость (рис. 5). По результатам качественного выделения литотипов в разрезе скв. 001, 002, 003, где

имеются данные FMI, керны, РИГИС, были определены критерии для выделения основных литотипов (рис. 6). При обосновании литотипов использована классификация Р. Данхэма [4]. Поэтому в отдельных скважинах с ограниченным комплексом ГИС интерпретация литотипов выполнена вручную.

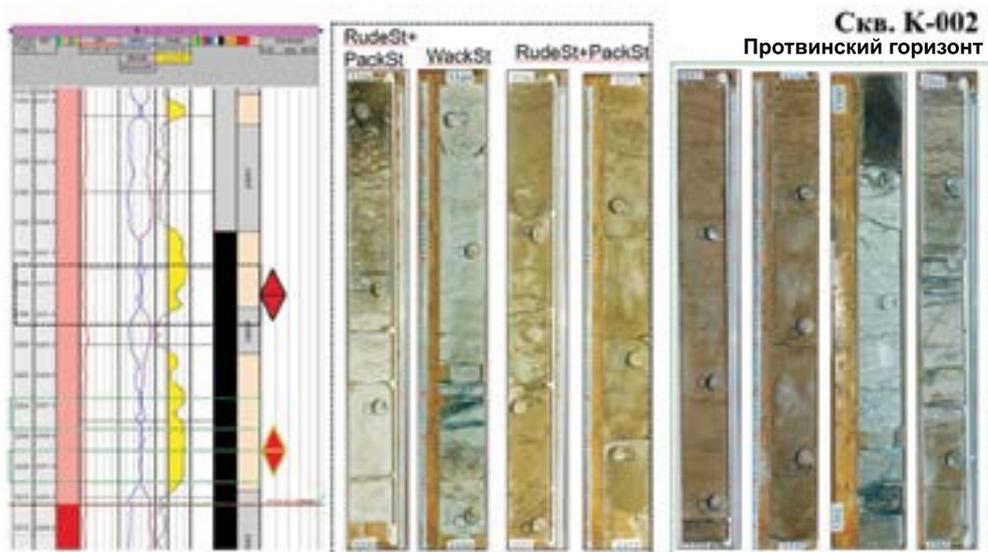


Рисунок 6. Месторождение Кожасай. Скважина К-002, выделение литотипов по данным керна и ГИС (пелоидно-биокластовый пакстоун, грейнстоун, прослой рудстоуна до 10–15 см)

Распространение выделенных литотипов в межскважинном пространстве проводилось в пределах каждой фациальной зоны отдельно с использованием метода SIS (стохастического индикаторного моделирования) и результатов варио-

граммного анализа (рис. 7). При подборе параметров вариограмм учитывалось количественное соотношение литотипов по площади и разрезу по представительной группе скважин.

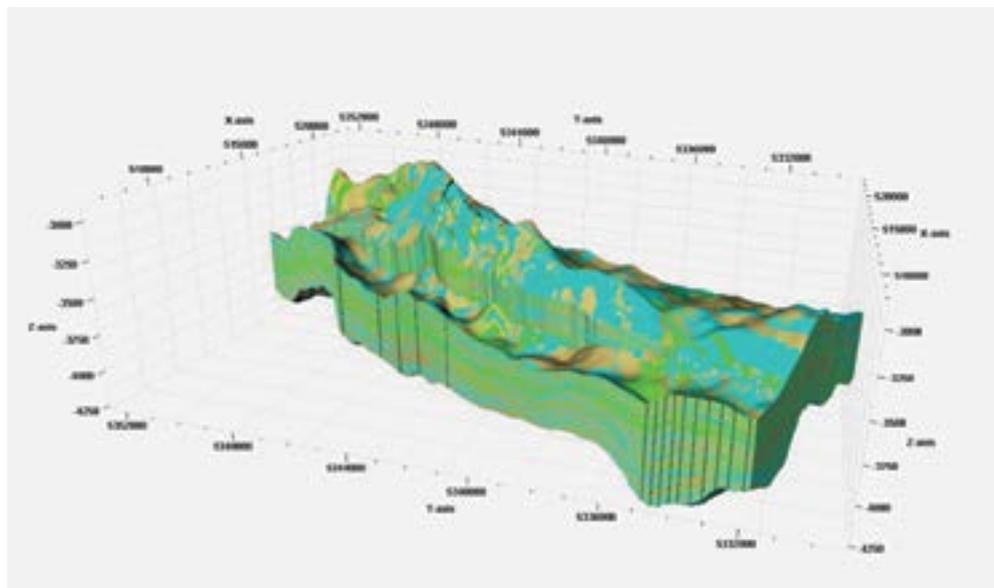


Рисунок. 7. Месторождение Кожасай. Результирующий куб литотипов

Моделирование трещиноватости

Низкопористые органогенно-детритовые известняки месторождения Кожасай относятся преимущественно к порово-трещинному и в меньшей степени – к трещинному типу коллектора, характеризуются высокой литолого-фациальной изменчивостью. Трещины являются путями фильтрации флюидов и в определенной мере участвуют в формировании емкостного пространства. Ориентация и стратиграфическая приуроченность трещин имеют сложный характер. По результатам специальных исследований ядра отмечается средняя степень перекристаллизации карбонатной толщи КТ-II. Вследствие уплотнения, стилолитизации карбонатных пород происходили перекристаллизация и частичное переотложение карбонатного материала, часть трещин залечена и заполнена кальцитом.

Для кондиционного прогноза зон развития и ориентации трещин КТ-II были интегрированы результаты переинтерпретации 3D-сеймики, результаты исследования ядра и данные электрических микросканеров. Построение модели трещин выполнено в ПК Petrel.

В связи с этим определение типа трещин и их генезиса (происхождения) должно предшествовать процессу построения вероятностной 3D-модели трещин. По результатам анализа и обобщения региональных данных, тектонической истории района, керновых и скважинных исследований были выделены 2 основных генетических вида трещин согласно генетической классификации трещин ВНИГРИ [5]:

1. Тектонические трещины (разноориентированные системы трещин, обусловленные тектоническими деформациями). Моделирование тектонических трещин выполнено методом DFN.

2. Диагенетические (литогенетические) трещины, возникшие вследствие перекристаллизации пород. Моделирование диагенетических трещин выполнено методом IFN.

По отношению к слоистости литогенетические трещины располагаются субвертикально или наклонно. Данный тип трещин влияет на емкость матрицы и контролируется литолого-фациальными особенностями карбонатных пород.

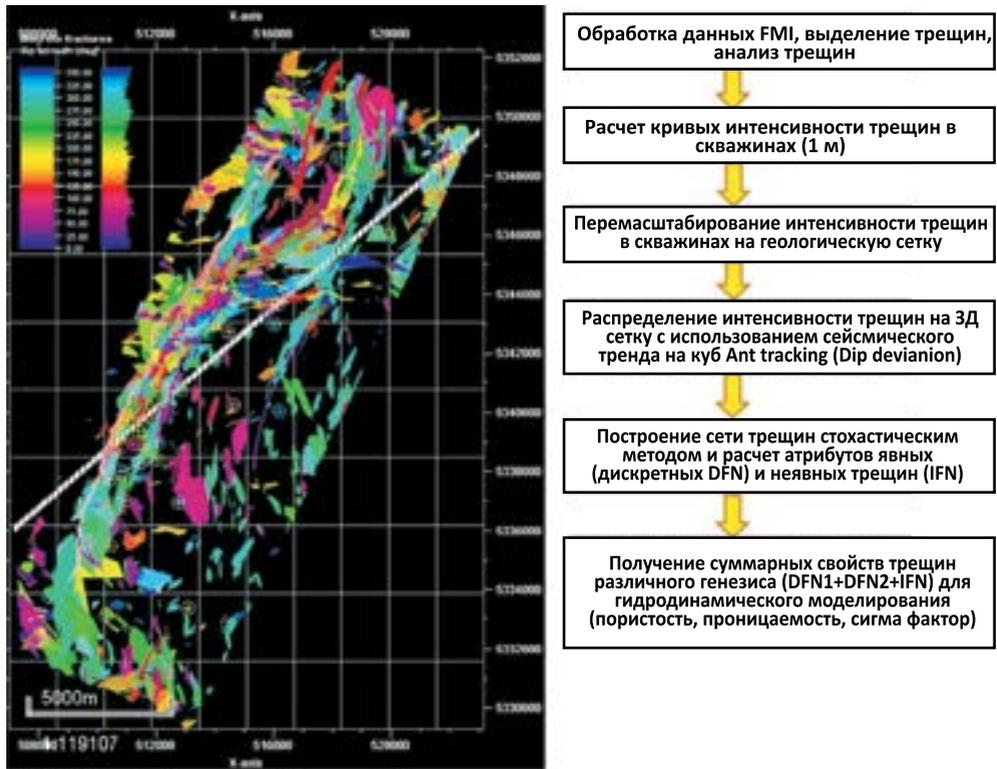


Рисунок 8. Результаты выделения дискретных трещин (DFN) по результатам Ant tracking вид в плане) и граф моделирования трещиноватости в интервале КТ-II

Наибольшее влияние на процессы фильтрации оказывают тектонические трещины. Применение алгоритма Ant tracking на базе сейсмического атрибута DipDev (Угол падения) позволило наиболее достоверно выделить и проследить предполагаемые малоамплитудные нарушения сплошности породы (рис. 8). Данная система трещин (DFN1) была сгенерирована детерминистическим способом с использованием модуля Fracture Modeling в ПО Petrel. Дополнительно, по данным скважинных микросканеров, сгенерировано 2 системы явных трещин с использованием стохастических алгоритмов (DFN 2).

В связи с высокой неопределенностью при прогнозе зон развития и ориентации литогенетических трещин был построен куб трещиноватости с использованием метода моделирования неявных трещин (IFN). При построении гибридного куба

трещин использованы результаты статистического анализа интенсивности, ориентации и раскрытости трещин по данным ядра и скважинных микросканеров (FMI, CMI).

Выводы

1. Выявлено влияние фациальных особенностей на коллекторские свойства карбонатных коллекторов КТ-II. По материалам ГИС, ядра, петрографических исследований развитие первичной и вторичной пористости наиболее выражено для фаций фораминиферо-водорослевых биогерм, образованных в мелководно-морских условиях пологого шельфа.

2. На основе анализа данных ГИС и ядрового материала автором разработана концептуальная модель осадконакопления и выработана методика построения цифровой литолого-фациальной модели и модели трещиноватости (модели явных DFN и неявных IFN трещин).

Комплексирование геолого-геофизической информации и обобщение литолого-фациальных исследований при построении цифровой геологической модели месторождения Кожасай позволило повысить достоверность геолого-гидродинамической модели.

Разработан и реализован граф моделирования трещиноватости в ПО Petrel, в результате чего получена гибридная модель трещин для КТ-II, рассчитаны

суммарные атрибуты 4 систем трещин (пористость, проницаемость, сигма-фактор).

Дополнительно результаты комплексирования геолого-геофизических данных месторождения Кожасай планируется использовать для оценки перспектив подсолевых карбонатных отложений на уровне нижнего и среднего карбона в пределах Тускум-Кожасайской литолого-фациальной зоны.

Список использованной литературы

1. Мильничук В.С., Тарханов Н.Б., Гибшман И.Н. и др. Геология и нефтегазоносность Юго-Востока Прикаспийской синеклизы (Западный Казахстан). – Наука КазССР, Алма-Ата, 1988 г.
2. Литолого-петрографическая, биостратиграфическая характеристика и коллекторские свойства карбонатных пород по скважине К-001 месторождения Кожасай. – ТОО «АктюбНИГРИ», Актюбе, 2005 г.
3. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – Издательский дом Академии Естествознания, М., 2016, 244 с.
4. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. – Classification of carbonate rocks, Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Tulsa, 1962. Vol. 1. p. 108–121.
5. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. – ВНИГРИ, Л., 1989, 102 с.

ҚОЖАСАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ КТ-II КАРБОНАТТЫ РЕЗЕРВУАРЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҚҰРЫЛЫМЫ ЖӘНЕ МОДЕЛІ (КАСПИЙ МАҢЫ СИНЕКЛИЗАСЫНЫҢ ШЫҒЫС ЖИЕГІ)

А.А. Жансеркеева

Түйіндеме

Аталған жұмыста Қожасай кен орнының геологиялық моделін құру мақсатында геологиялық-геофизикалық деректерін (аймақтық геологиялық және геофизикалық зерттеулер, бұрғылау нәтижелері, керн мен шламды зерттеу, 3D сейсмикалық талдаудың нәтижелері, ұңғымалық микросканерлердің деректері) біріктіру нәтижелері ұсынылған. Ұңғымалық микросканерлердің деректерін жинау және қайта қарастыру жұмыстары жүргізілді. Жарықшақтардың гибриді моделі тұрғызылды (айқын және жасырын жарықшақтар). Қожасай кен орны 2003 жылдан бастап игерілуде, пайдалану кезеңіндегі мұнай өндіру көлемі 2019 жылдың 1 қаңтарына 22%-ды құрады. КТ-II карбонатты кешенінің геологиялық моделінің негізінде сүзілу үлгісі жасалды.

Түйін сөздер: карбонаты резервуар, КТ-II, стратиграфия, керн, ұңғымалық микросканерлер, фация, литотип, жарықшақтар.

**GEOLOGICAL STRUCTURE AND MODELING CARBONATE RESERVOIRS OF KT-II OF THE
KOZHASAY FIELD (THE EASTERN EDGE OF PRICASPIAN BASIN)**

A.A. Zhanserkeyeva

Abstract

In the present work the major results of integrating data from Kozhasay field for 3D geological modeling had been described (regional geological data, exploration and production drilling results, core and cuttings data, 3D seismic data interpretation results, borehole images). The entire borehole imaging data were revised and used for fracture modeling. The hybrid fracture model was generated (discret and implicit fractures). The Kozhasay field had been under production since 2003 and it has produced 4 % of the STOIP as for 01.01.2019. The integrated geological model of KT-II carbonate reservoirs was used to create hydrodynamic model of the field.

Keywords: carbonate reservoir, KT-II, stratigraphy, core, borehole microimages, facies, lithotypes, fractures.

Информация об авторе

Жансеркеева Айнура Алтаевна – заместитель директора департамента промысловой геологии и геологического моделирования, ТОО «КМГ Инжиниринг», a.zhanserkeyeva@kmg.kz.