

Петриковско-елецко-задонская залежь. Коллекторами нефти межсолевой залежи являются трещиноватые глинистые известняки с вторичными расширениями (кавернами) по ходу трещин. Преобладает вертикальная трещиноватость.

По геофизическим исследованиям скважин трещинная составляющая не выделяется, а также не проводились лабораторные исследования керна, поэтому статистическая характеристика петриковско-елецко-задонского коллектора не приводится (таблицы 1 и 2).

Тип коллектора трещинный.

Процессы разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений тесно связаны с физическими и химическими свойствами пород-коллекторов. Оценить запасы нефти и газа сложно, если не оперировать такими понятиями как пористость, нефтенасыщенность, газонасыщенность. Бурение, выбор способа эксплуатации, выбор методов интенсификации добычи, выбор методов повышения коэффициента извлечения нефти и газа в какой-то степени зависит от свойств горных пород-коллекторов и их поведения при различных воздействиях. Изучению пород-коллекторов и процессов движения через них жидких и газообразных флюидов также придется большое значение в связи с поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений [4]/

Литература

1. Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: Недра, 2007. – 352 с.
2. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Недра, 1980. – 228 с.
3. Махнач А.С. и др. Геология Беларуси: учебн. для вузов / А.С. Махнач, Р.Г. Гарецкий, А.В. Матвеев. Под общей редакцией А.С. Махнача. – Мн.: Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.
4. Ханин А.А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 360 с.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАРАСЕВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.Ю. Любимова

Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Карасевская группа нефтяных месторождений включает в себя Западно-Карасевское, Северо-Карасевское и Карасевское месторождения. В административном отношении месторождения расположены в Каргасокском районе на западе Томской области. В геолого-тектоническом отношении приурочены к южной части Каймысовского свода – одной из крупных положительных структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Промышленная нефтеносность района связана с горизонтом Ю₁ (пласты Ю₁¹⁺², Ю₁^М и Ю₁³) васюганской свиты верхней юры.

Литолого-фациальный анализ продуктивных отложений Карасевской группы месторождений проводился с целью выяснения обстановок осадконакопления и последующего построения литолого-фациальной модели месторождений. В работе использованы данные из опубликованных [1, 3] и фондовых материалов [2, 4] и результаты анализа керна из скважин, полученные в Лаборатории седиментологии ОАО «ТомскНИПИнефть».

Согласно принципиальной схеме расчленения отложений в составе верхневасюганской подсвиты выделяют три толщи: подугольную (регрессивную) – Ю₁⁴ и Ю₁³, междуугольную (регрессивно-трансгрессивную) – Ю₁^М и надугольную (трансгрессивную) – Ю₁¹⁺² [1].

Подугольная толща имеет повсеместное распространение, залегает на морских глинах нижневасюганской подсвиты и перекрывается отложениями междуугольной толщи. В разрезе подугольной толщи выделены продуктивные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴, общая толщина которых составляет 3,6-11,7 м. Литологически пласты представлены коричневатосерыми мелко-среднезернистыми песчаниками, среднесцементированными, с прослоями аргиллитов.

Выше по разрезу залегает междуугольная толща, в объеме которой между двумя угольными пластами выделяется продуктивный песчаный пласт Ю₁^М толщиной до 5 м. Отложения пласт представлены светло-серыми песчаниками, мелкозернистыми, среднесцементированными, с включениями углистого детрита.

Надугольная толща залегает в верхней части горизонта Ю₁ и представлена пластами Ю₁² и Ю₁¹. Во всех изученных скважинах данные пласты сложены, в основном, коричневатосерыми глинистыми, карбонатизированными.

Перекрывают надугольную толщу глинистые отложения георгиевской и баженовской свит.

По результатам исследования фациальных условий формирования верхнеюрских отложений, проведенных в Лаборатории седиментологии ОАО «ТомскНИПИнефть», установлено, что отложения подугольной толщи (пласты Ю₁³ и Ю₁⁴) являются мелководно-морскими осадками предфронтальной зоны пляжа и переходной зоны (пласт Ю₁³). По скважинам соседних месторождений в аналогичных пластах наблюдается замещение пород предфронтальной и переходной зоны пляжа лагунными фациями вследствие возможной изоляции бассейна за счет развития фаций нижнего пляжа (месторождение Северо-Карасевское, скважины №№67Р и 69Р).

Пласт Ю₁^М междуугольной толщи относится к конусу прорыва прибрежно-морской обстановки осадконакопления. В целом комплекс приливно-отливных фаций (характерных для пласта Ю₁^М данного района) представляет собой тонкое частое мелкое переслаивание аргиллитов или глинистых алевролитов и тонкозернистых песчаников, могут встречаться углистые аргиллиты и углисто-глинистые алевролиты, мелкое и среднее переслаивание аргиллитов, алевролитов и углей. Соотношение этих пород определяется преимущественно удаленностью от

побережья: с удалением от берега в сторону суши количество влекомого приливной волной песчаного материала постепенно уменьшается вплоть до его почти полного исчезновения в зоне маршей. Для песчаников обычно характерна однонаправленная косая слоистость ряби течения, но иногда может наблюдаться слоистость ряби волнения, следы оползания и трещины синерезиса. Отмечается присутствие довольно крупного растительного детрита, как в песчаниках, так и в аргиллитах, скопления пирита, неявная биотурбация.

Отложения надугольной толщи (пласты Ю₁¹ и Ю₁²) относятся к дальней, предфронтальной, переходной зоне пляжа мелководно-морской обстановки осадконакопления. Все описанные обстановки наглядно представлены в керне скважины №6.

Завершает разрез верхней юры битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Черные или буровато-черные плитчатые битуминозные аргиллиты баженовской свиты содержат редкие прослои карбонатов.

Отсутствие принципиальных различий верхневасюганских разрезов всех изученных скважин месторождений указывает на существование в позднелурское время очень пологого барьерного побережья с предполагаемыми перепадами высот не более первых метров. Значительное обмеление юго-восточной части бассейна в оксфорде, появление в разрезе пластов угля, скорее всего, связано с местным подъемом дна бассейна [1].

Из общей картины выбиваются скважины 66П (рис. 1, а) и 60П с «аномальным» разрезом верхней юры. Уникальное песчаное тело, вскрытое скважиной 66П Северо-Карасёвской, представляет собой полифациальное образование, состоящее из 3-х песчаных пачек мелководно-морского (сверху и снизу) и условно дельтового (альтернативно – континентального) происхождения.

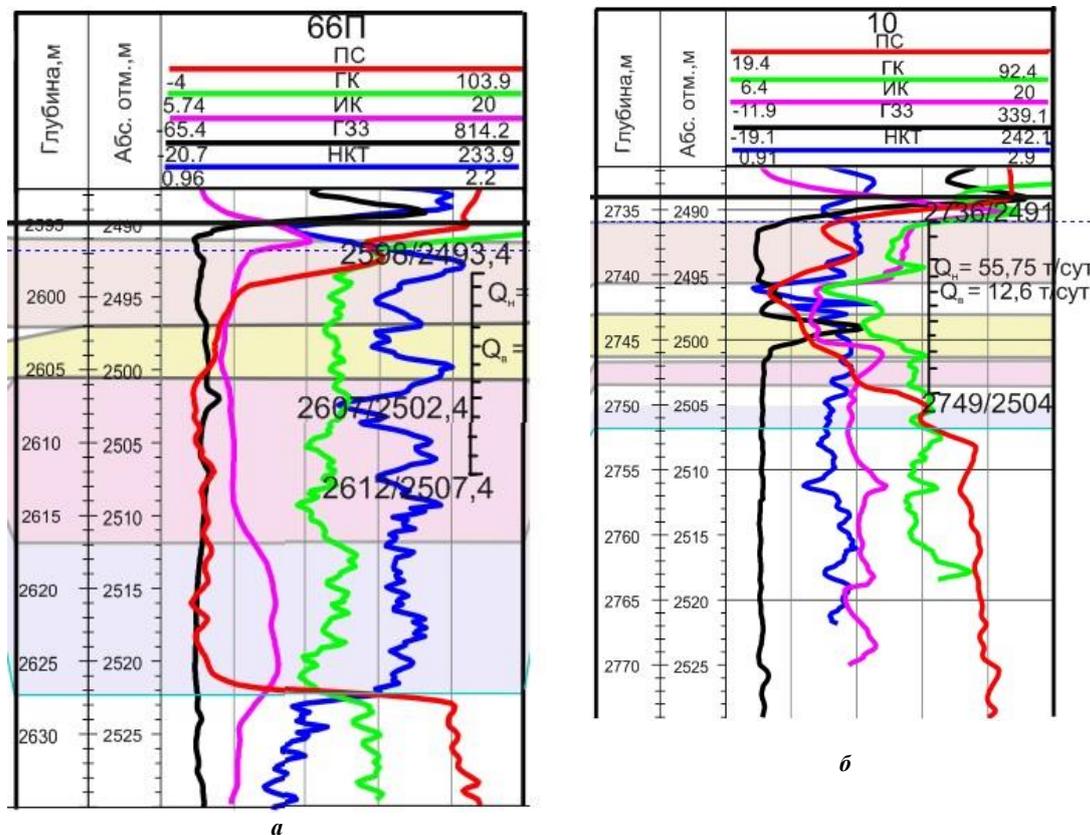


Рис. 1 Фрагменты геолого-геофизической характеристики скважин: а) – № 66П; б) – №10 Северо-Карасёвского месторождения

Близкий состав и гранулометрия песчаников не позволяют провести границы между пачками по скважинному каротажу, но текстурный анализ однозначно указывает на их различное происхождение. Из-за низкой охарактеризованности данной скважины керном точно обозначить границы между пачками не представляется возможным, однако установлены следующие особенности:

1. Нижняя пачка имеет смешанное происхождение, которое можно назвать как мелководно-морским, так и дельтовым. В скважине Северо-Карасёвской-66П песчаник нижней пачки формировался в условиях относительно быстрой регрессии моря, в результате чего наблюдается залегание песчаных осадков устьевых баров непосредственно на песчано-глинистом переслаивании нижневасюганской подсвиты. Это могло обусловить резкий перегиб в нижней части кривой ПС данного песчаного тела, что придало ей вид коробки, свойственной телам руслового происхождения.
2. На нижней пачке залегает песчаник руслового происхождения, что отчётливо диагностировалось по характерной однонаправленной косой слоистости течения. Возможные обстановки – русла дельтового рукава наземной части дельтовой равнины, меандрирующая река, промоины и/или крупные конусы прорыва.

3. Третья (верхняя) пачка имеет мелководно-морское происхождение и отличается выраженными биотурбационными текстурами. Условия её образования – бары на мелководье в условиях трансгрессии моря.
4. Данные результаты говорят о, как минимум, 2 разных типах разреза (прибрежно-морском и условно континентальном) горизонта Ю₁ с различным генезисом на данном участке. Для выявления природы происхождения и оконтуривания в плане геологических тел, различающихся по мощности и наличию песчаной фракции, применялись методики интерпретации сейсморазведочных данных: расчет наборов карт динамических атрибутов и карт сейсмофаций [2].

В результате анализа карт динамических атрибутов выявлена амплитудная аномалия типа «русло», имеющая довольно спрямленный характер в плане и располагающаяся вблизи скважин с аномальными толщинами (рис. 2). Для подтверждения этой гипотезы непосредственно в центр аномального разреза пробурена эксплуатационная скважина №10, для которой предполагаемая аномалия по форме ПС не подтвердилась (отсутствует характерная для русловых отложений «коробчатая» форма ПС (рис. 1, б), а вскрытый разрез с эффективной толщиной горизонта Ю₁ составляет всего 6,2 м [4].

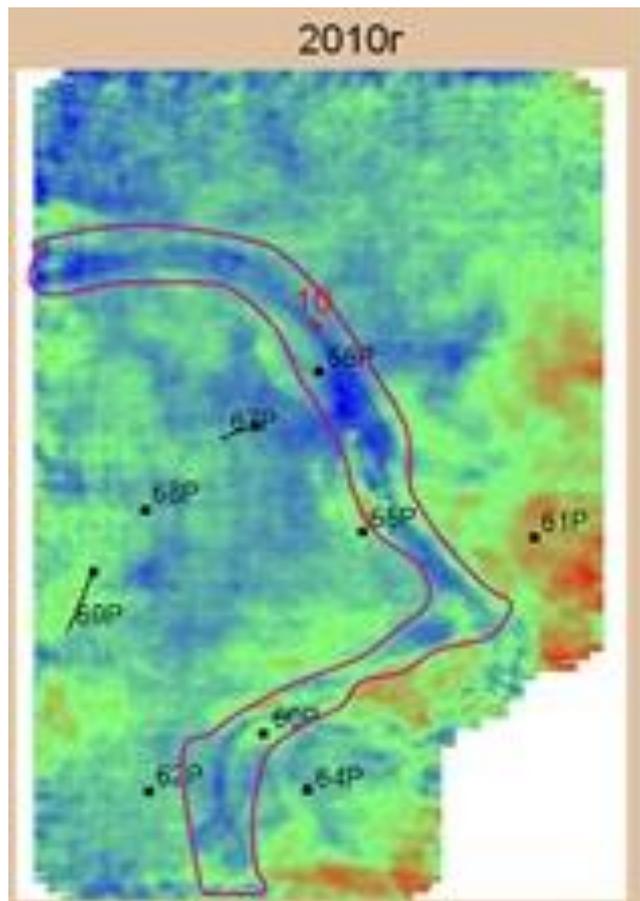


Рис. 2 Амплитудный срез по сейсмическому кубу Северо-Карасевского месторождения: амплитудная аномалия типа «русло» [2]

Учитывая сложное геологическое строение и неоднозначность интерпретации обстановок осадконакопления в районе исследований по геофизическим данным и керновому материалу, для уточнения литолого-фациальных условий образования продуктивных отложений в изучаемом районе необходимо дальнейшее детальное изучение имеющегося керна скважин месторождений с применением новых методик исследований и привлечением данных ГИС, литолого-петрографического, гранулометрического и седиментологического анализов и по соседним месторождениям южной части Каймысовского свода – Павловскому, Моисеевскому и Мелимовскому.

Литература

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. – Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2011. – 152 с.
2. Бобров А.В., Иваницкий М.Ю. Уточнение модели месторождения с помощью технологий спектральной декомпозиции и сейсмической инверсии по DECISIONSPACE (LANDMARK) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск, 2015. – С. 212–213.
3. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 353 с.

4. Хромовских А.Ю., Княжев К.А. и др. Подсчет запасов УВ и ТЭО КИН Северо-Карасевского месторождения // Отчет по договору ПР 986 от 01.07.2013 г. – Томск, 2014. – Кн. 1. – 255 с.

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ОХВАТА ПЛАСТА КВ УБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Макарова

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Особенностью месторождения является разработка залежей нетрадиционных коллекторов, связанных с корой выветривая (КВ). Пласты КВ разрабатываются совместно с пластами Т1 и Т2 тюменской и пластом П абалакской свит на Западной и Центральной площадях. Формирование нетрадиционных коллекторов в отложениях доюрского фундамента происходило на приподнятых участках эрозионных выступов. В условиях теплого влажного климата [2].

Отложения КВ представлены пористо-трещиноватыми сланцами и метаморфизованными сланцевыми породами. Тип коллектора относится к трещинно-кавернозно-поровому, в котором ёмкость обусловлена наличием пор и каверн, а фильтрационные свойства – присутствием или отсутствием трещин [3].

Эксплуатационные скважины, вскрывающие нетрадиционные коллекторы, характеризуются значительным размахом начальных дебитов. На Западной залежи вступали в работу с дебитами 0,1 т/сут (скв. № 3543) – 0,3 т/сут (скв. № 1226) – 50,2 т/сут (скв. № 3550); на Центральной – 0,1 т/сут (скв. № 3759) – 1,0 т/сут (скв. № 3758).

Ввиду сильного различия начальных дебитов, проведем анализ по сравнению геологических характеристик пластов и расчета коэффициента охвата по толщине процессом вытеснения для каждой представленной залежи.

В пределах Убинского месторождения залежи нефти в отложениях коры выветривания вскрыты на Западной и Центральной площадях. На Западной залежи пробурено 76 добывающих скважин, из них пласт КВ вскрыт 70-ю скважинами и разрабатывается совместно с пластами Т1 и Т2 как единый эксплуатационный объект. Единый ВНК по залежам КВ, Т1 и Т2 установлен на отметке -1820,0 м [1]. К пласту КВ приурочена пластово-сводовая, литологически экранированная залежь. Общая вскрытая толщина пласта КВ изменяется от 14,5 м (скв. № 3538) до 139,2 м (скв. № 1219) при среднем значении 62,3 м. Суммарные эффективные нефтенасыщенные толщины пласта КВ варьируют от 0,8 м (скв. № 3513) до 19,6 м (скв. № 1224) при среднем значении 6,18 м. Доля коллектора в пласте КВ – не высока и составляет в среднем 0,11 д.ед, при расчлененности от 1 до 12 пластов в скважине.

Центральная залежь разбурена 214-ю скважинами, из которых в 98-ми пласт КВ работает совместно с пластами Т1 и П. Залежь, как и Западная, является пластово-сводовой, литологически экранированной. Площадь залежи осложнена многочисленными зонами отсутствия коллекторов, что обуславливает их мозаичный характер распространения. Общая вскрытая толщина пласта КВ от 9,8 м (скв. № 3715) до 107,4 м (скв. № 5415). Суммарные нефтенасыщенные толщины пласта КВ составляют от 0,4 м (скв. № 3791) до 19,9 м (скв. № 3808), при среднем значении 4,1 м. Пласт КВ Центральной залежи характеризуется большей степенью неоднородности, чем на Западной залежи. Среднее значение коэффициента песчаности составляет всего 0,09 д.ед. (интервал от 0 до 0,43 д.ед.), а расчлененность варьирует от 1 до 21 пластов в скважине.

На рис. 1 приведено распределение эффективных и нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта для Западной и Центральной площадей.

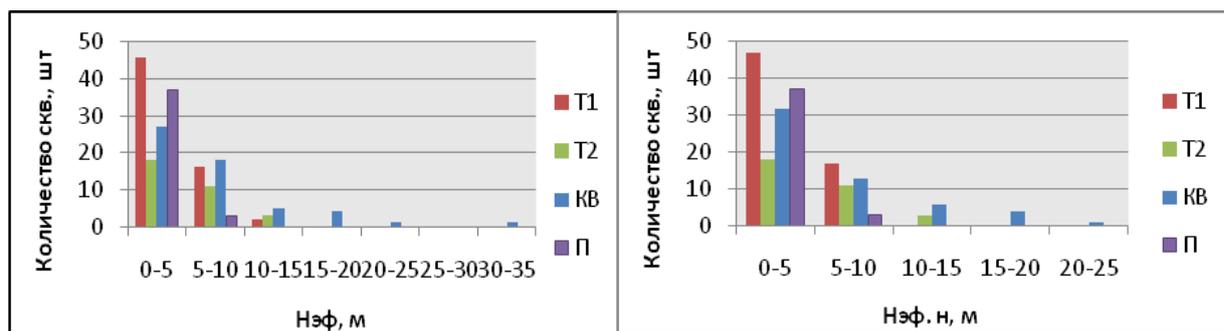


Рис. 1 Распределение эффективных и нефтенасыщенных толщин в пластах П, Т1, Т2 и КВ

Исходя из полученного распределения, эффективные толщины пластов П, Т1 и Т2 изменяются от 0 м до 13,2 м, а в пласте КВ – от 0,8 м до 30,6 м. Средние значения эффективных толщин по пластам составляют: П – 2,8 м, Т1 – 3,9 м, Т2 – 5,1 м, КВ – 6,9 м. Также относительно других пластов пласт КВ по гистограмме распределения эффективных нефтенасыщенных толщин принимает больший диапазон разброса значений от 0,8 м до 21,4 м, при среднем значении 6,1 м, тогда как вышележащие пласты принимают значения 2,2 м, 3,5 м, 5 м соответственно.

На рис. 2 показано распределение фильтрационно-ёмкостных свойств пластов Т1, Т2 и КВ в виде гистограмм.