

ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕДИНЕНИЯ ПЛАСТОВ ББ И ТЛ_{2-Б} КУДРЯВЦЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЕДИНЫЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ

А. Ю. Вишняков

Научный руководитель – доцент И. А. Козлова

Пермский государственный технический университет

На примере терригенных пластов Бб и Тл_{2-Б} Кудрявцевского месторождения рассмотрена проблема объединения пластов в единый эксплуатационный объект. Основное внимание уделено геолого-промысловому принципу объединения.

Залежи яснополянского возраста – Мл, Бб и Тл в Пермском крае являются одними из основных разрабатываемых, причем они, как правило, объединяются в единый объект. На примере Кудрявцевского месторождения, где также выделяются продуктивные пласты Бб и Тл, будет рассмотрена возможность их совместной эксплуатации.

При объединении пластов в единый эксплуатационный объект сопоставляют следующие группы факторов: геолого-промысловые (глубины, давление и температуру, природные режимы, тип коллектора, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), нефтенасыщенность, неоднородность, физико-химические свойства нефтей), гидродинамические (годовая добыча нефти, продуктивность пластов и скважин, динамика обводнения, оптимальный отбор нефти и т.д.), технические (способы эксплуатации, конструкция скважин, техническая возможность одновременной эксплуатации пластов и т.д.), технологические (плотность сетки скважин, метод заводнения, контроль и регулирование заводнения, применение методов повышения нефтеотдачи пластов) и экономические

(себестоимость, капитальные затраты на бурение и промышленное оборудование, затраты на одновременно-раздельную эксплуатацию).

В данной работе будут рассмотрены только геолого-промысловые факторы для объединения пластов Бб и Тл Кудрявцевского месторождения в единый объект.

Кудрявцевское месторождение, в тектоническом отношении расположено в юго-восточной части Верхнекамской впадины, на северном склоне Москудинского вала, и приурочено к трем поднятиям: Кудрявцевскому, Западно-Кораблевскому и Кораблевскому.

Промышленная нефтеносность выявлена в четырех нефтегазоносных комплексах: верхнедевонско-турнейском карбонатном (пласт Т – две залежи массивного типа на Кудрявцевском и Западно-Кораблевском поднятиях), нижне-средне-визейском терригенном (пласт Бб – две пластово-сводовые залежи на Кудрявцевском и Западно-Кораблевском поднятиях, и пласт Тл₂₋₆ – две пластово-сводовые залежи на Кудрявцевском и Западно-Кораблевском поднятиях), московском терригенно-карбонатном (пласт ВЗВ4 – две пластово-сводовые залежи на Кудрявцевском и Западно-Кораблевском поднятиях) и пласт KB1 с тремя пластово-сводовыми залежами нефти на Кудрявцевском, Кораблевском и Западно-Кораблевском поднятиях.

Для решения поставленной задачи, а именно оценки геолого-промысловых характеристик яснополянских пластов и возможности их объединения в один объект с целью эксплуатации, было выбрано Кудрявцевское поднятие. Средние глубины залегания пластов составляют 1510,4 м (Бб) и 1496 м (Тл₂₋₆). Исходя из глубины пласты имеют приблизительно равные значения начального пластового давления – 16 МПа (Бб) и 15,5 МПа (Тл₂₋₆) и пластовых температур – 35 °С (Бб), 33 °С (Тл₂₋₆). Проведенный анализ динамики изменения пластового давления позволяет сказать, что режим работы зале-

жей упруговодонапорный. Продуктивные пласты Бб и Тл₂₋₆ литологически сложены песчаниками мелкозернистыми с алевритовой примесью и алевритами крупнозернистыми с песчаной примесью. По характеру зерен пустоты данных пластов относятся к гранулярному типу.

Как видно из профиля и схемы совмещенных внешних контуров нефтеносности (рис. 1), пласты Бб и Тл₂₋₆ имеют подобное пространственное расположение.

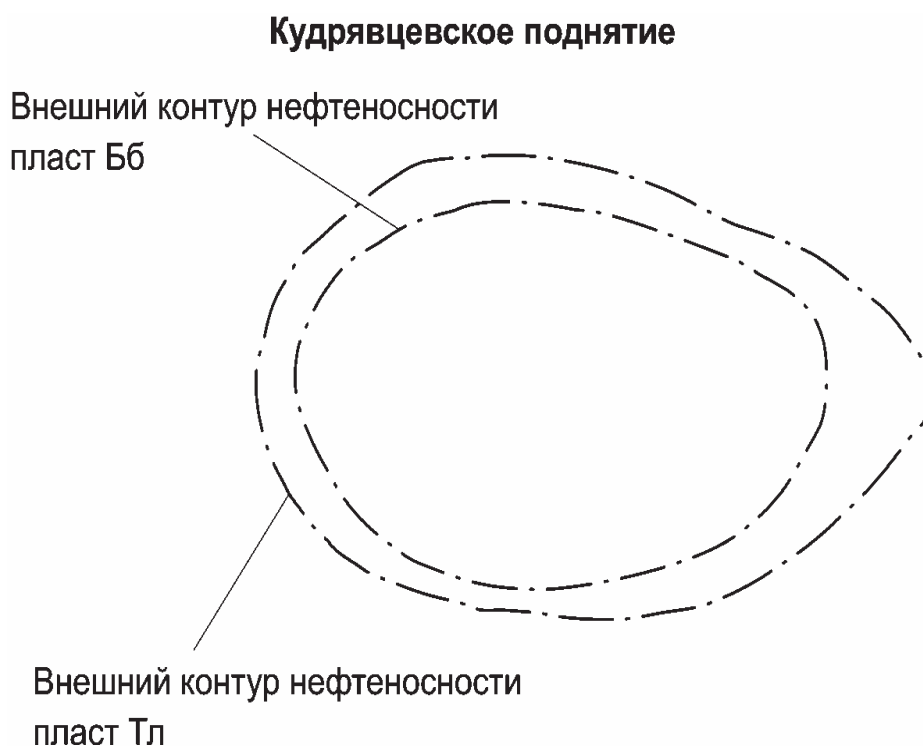


Рис. 1. Схема совмещения внешних контуров нефтеносности пластов Бб и Тл₂₋₆

Вследствие сходных условий образования визейской терригенной толщи залежи Бб и Тл₂₋₆ имеют близкие значения основных коллекторских свойств. Так, на гистограмме (рис. 2) приведено распределение коэффициента открытой пористости. Для пласта Бб значения изменяются в интервале от 15,7 % до 21,3 %, для пласта Тл₂₋₆ от 15,8 % до 21,3 %, то есть практически в одинаковых пределах.

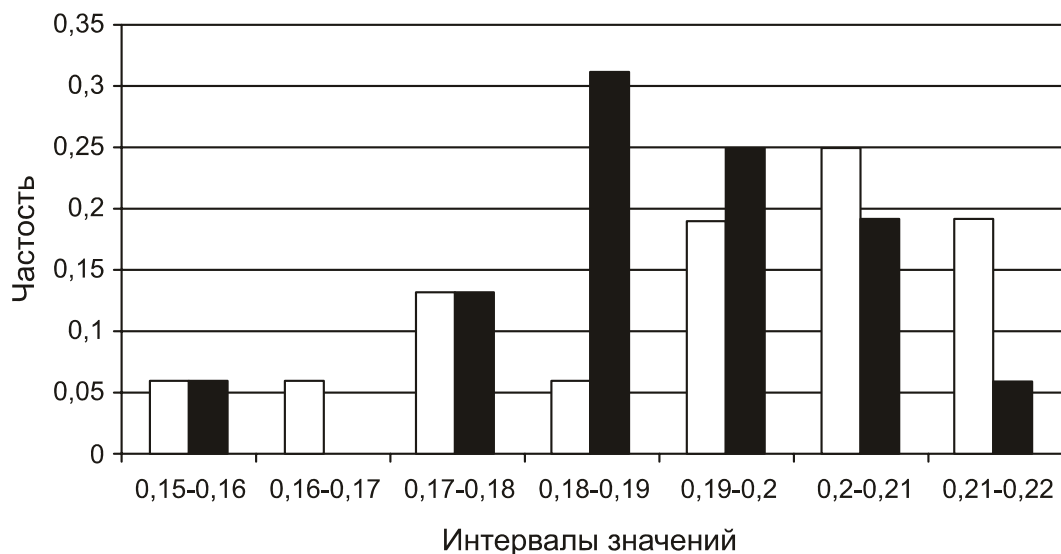


Рис. 2. Распределение коэффициентов открытой пористости K_p пластов: □ Бб и ■ Тл₂₋₆

На рис. 3 приведена гистограмма, показывающая распределение коэффициента проницаемости. Для пласта Бб значения проницаемости варьируются от $0,082 \text{ мкм}^2$ до $0,519 \text{ мкм}^2$, для пласта Тл₂₋₆ – от $0,07 \text{ мкм}^2$ до $0,522 \text{ мкм}^2$, то есть границы изменения данного параметра совпадают.

На рис. 4 приведено изменение коэффициента нефтенасыщенности. Для пласта Бб значения меняются от 0,727 до 0,914, для пласта Тл₂₋₆ – от 0,782 до 0,887.

Наличие максимальных значений описанных коэффициентов у пласта Бб говорит о том, что данные отложения во время формирования находились в лучших условиях.

Согласно классификации пласты-коллекторы с такими значениями пористости можно отнести к классу **В** (коллектора большой емкости). По проницаемости пласты Бб и Тл₂₋₆ классифицируются как хорошо проницаемые.

Средние значения количественных показателей макронеоднородности, а именно коэффициентов песчанистости, также близки, для пласта Бб он составляет 0,286, для пласта Тл₂₋₆ равен 0,258.

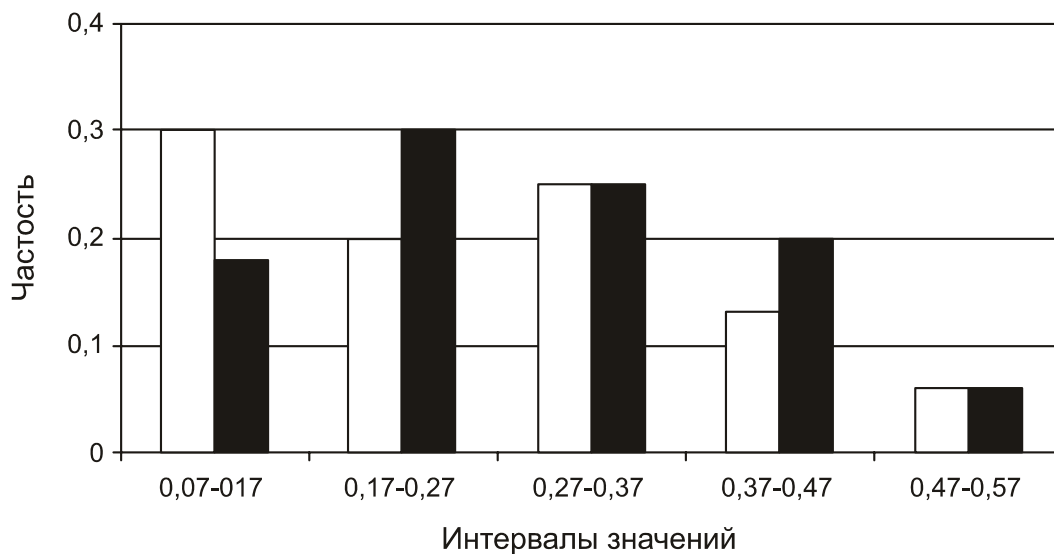


Рис. 3. Распределение коэффициентов проницаемости пластов □ Бб и ■ Тл₂₋₆

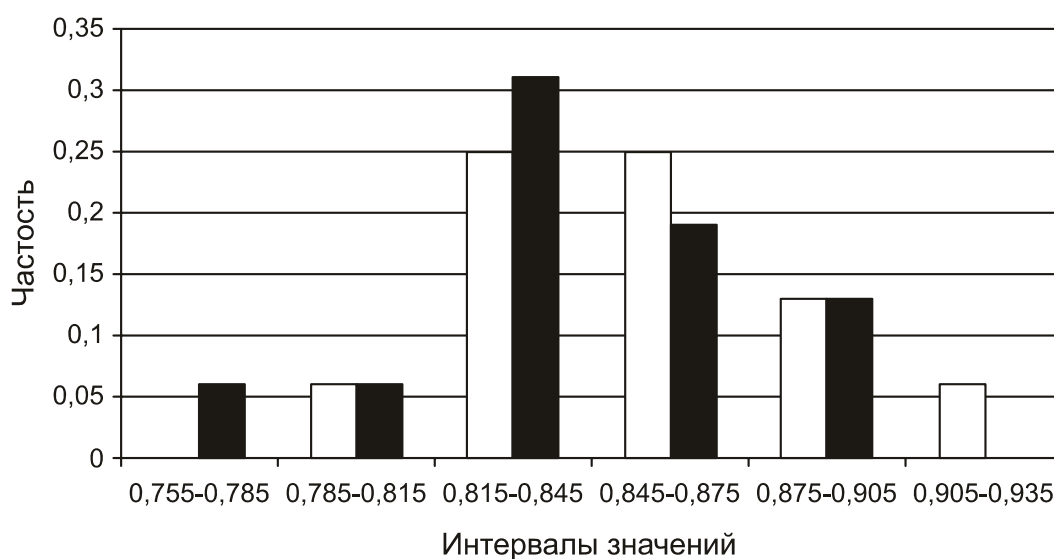


Рис. 4. Распределение коэффициентов нефтенасыщенности пластов □ Бб и ■ Тл₂₋₆

Кроме вышеизложенного при совместной разработке пластов необходимо учитывать и физико-химические свойства добываемых флюидов. Такие параметры, как вязкость нефти, плотность, содержание серы, смол, для пластов Бб и Тл₂₋₆ тоже имеют сходные показатели. Вязкость нефти пласта Бб – 42,8 мПа·с, Тл₂₋₆ – 44,1 мПа·с, нефть обоих пластов

очень вязкая. Плотность нефти пласта Бб – 896 кг/м³, Тл₂₋₆ – 898 кг/м³, по плотности нефть обоих пластов классифицируется как тяжелая, по содержанию серы – высокосернистая (Бб – 2,56 %, Тл₂₋₆ – 2,51 %), по содержанию смол – высокосмолистая (Бб – 28,48 %, Тл₂₋₆ – 26,66 %).

Рассмотренные выше геолого-промысловые факторы для пластов Бб и Тл₂₋₆ сведены в таблицу.

Геолого-промысловые параметры пластов Бб и Тл₂₋₆

Параметры	Ед. измерения	Бб	Тл ₂₋₆
Средняя глубина залегания	м	1510,4	1496
Тип залежи	–	пл. свод.	пл. свод.
Тип коллектора	–	терригенный	
Пористость	доли ед.	0,2	0,19
Средняя нефтенасыщенность	доли ед.	0,84	0,83
Проницаемость	мкм ²	0,292	0,287
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,286	0,258
Пластовая температура	°С	35	33
Начальное пластовое давление	МПа	16	15,5
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	42,8	44,1
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	896	898
Содержание серы в нефти	%	2,56	2,51
Содержание смол в нефти	%	28,48	26,66

Таким образом, рассмотрев основные геолого-промысловые параметры коллекторов и флюидов пластов Бб и Тл₂₋₆ Кудрявцевского месторождения, можно сказать, что они характеризуются сходными условиями образования коллекторов, коллекторскими свойствами, параметрами пластовых флюидов. Поэтому возможность эксплуатации этих пластов единой сеткой скважин не вызывает сомнений.

Получено 07.12.06.