

УДК 553:551.862(571.16)

ТИПЫ РАЗРЕЗОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ($Ю_1^4$ и $Ю_1^3$) ЛУГИНЕЦКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНО-НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.С. Чернова, Е.Н. Жилина*

Томский политехнический университет

*Томский государственный университет

E-mail: chernovaos@hw.tpu.ru

На основе детального анализа данных геофизических исследований скважин, изучения керна, структурно-текстурного, ихнологического и литолого-фациального анализов проведены палеогеографические реконструкции на время накопления продуктивных пластов $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$ горизонта Ю-I Лугинецкого газоконденсатно-нефтяного месторождения. Проведена типизация разрезов скважин. Построена серия литолого-фациальных карт, отражающих седиментологические особенности выделенных подразделений. Сделан вывод о прибрежно-морском генезисе описываемых отложений.

Ключевые слова:

Месторождение нефти, пласт, природный резервуар, пористость, проницаемость.

Key words:

Oil field, layer, reservoir, porosity, permeability.

Лугинецкое газоконденсатно-нефтяное месторождение приурочено к одноименной локальной структуре третьего порядка, осложняющей северо-западную часть Пудинского мегавала. В административном отношении месторождение расположено на территории Парабельского района Томской области. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием оно находится в пределах Пудинского нефтегазоносного района, входящего в состав Васюганской нефтегазоносной области.

Пласты-коллекторы Лугинецкого месторождения имеют сложное геологическое строение, заключающееся в частом и неравномерном переслаивании проницаемых пропластков различных толщин с непроницаемыми разностями. На продуктивной площади имеется большое количество зон отсутствия коллектора, прослеживается значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) как по площади распространения, так и по разрезу.

Нефтегазоконденсатные залежи Лугинецкого месторождения, имеющие промышленное значение, приурочены к шести продуктивным пластам: четырем – верхнеюрского (пласты $Ю_1^0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$) и двум (пласты $Ю_1^4$ и $Ю_2$) среднеюрского возраста. Все залежи имеют чрезвычайно сложную конфигурацию водонефтяного и газонефтяного контактов.

На протяжении многолетней истории изучения литолого-петрографических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, анализ характера распределения петрофизических параметров по керну разведочных скважин месторождения проводился для всего горизонта Ю-I без деления последнего на отдельные пласты и без учета генетических особенностей различных частей разреза. В настоящий момент каждый из пластов горизонта Ю-I рассматривается в каче-

стве самостоятельного природного пластово-сводового резервуара [1].

Предметом исследования являлись наиболее выдержанные по площади и разрезу пласты $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$, вмещающие около 70 % суммарных запасов углеводородов месторождения и представляющие наибольший интерес с точки зрения разработки. В задачи исследования входило изучение вещественного состава, генетических признаков пород, анализ общих толщин (в стратиграфическом понимании) и эффективных толщин, ФЕС продуктивных пластов, типизация разрезов и построение литолого-фациальных карт (рис. 1, 2).

Пласт $Ю_1^4$ вскрыт всеми пробуренными скважинами на глубинах 2298...2413 м (рис. 2). В восточной части Лугинецкой структуры пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями (скв. 540, 642, 562, 615, 714, 715, 697, 698, 811, 1157, 1158, 1206, 1121). Локальные зоны отсутствия пласта отмечаются на западе (скв. 517, 550, 602, 802, 1127) и юго-востоке (скв. 827, 850, 901, 1200, 1224) структуры. Покрышкой для пласта служит перемычка, сложенная аргиллитами и алевролитами толщиной от 0,8 м (скв. 170) до 16,8 м (скв. 567). Пласт $Ю_1^4$ представлен преимущественно мелкозернистыми песчаниками с небольшими прослоями крупнозернистых алевролитов. Общая его толщина составляет от 2,2 м (скв. 715) до 22 м (скв. 1214).

В результате электрометрического анализа геолого-геофизических данных в пределах Лугинецкой структуры выявлено крупное песчаное тело, вытянутое с северо-востока на юго-запад, с пологими крыльями, обращенными на северо-запад и юго-восток (рис. 1). Анализ изменения литолого-физических характеристик пласта, структурно-текстурных особенностей, а также биофациальных комплексов, выявленных в керне скважин, позво-

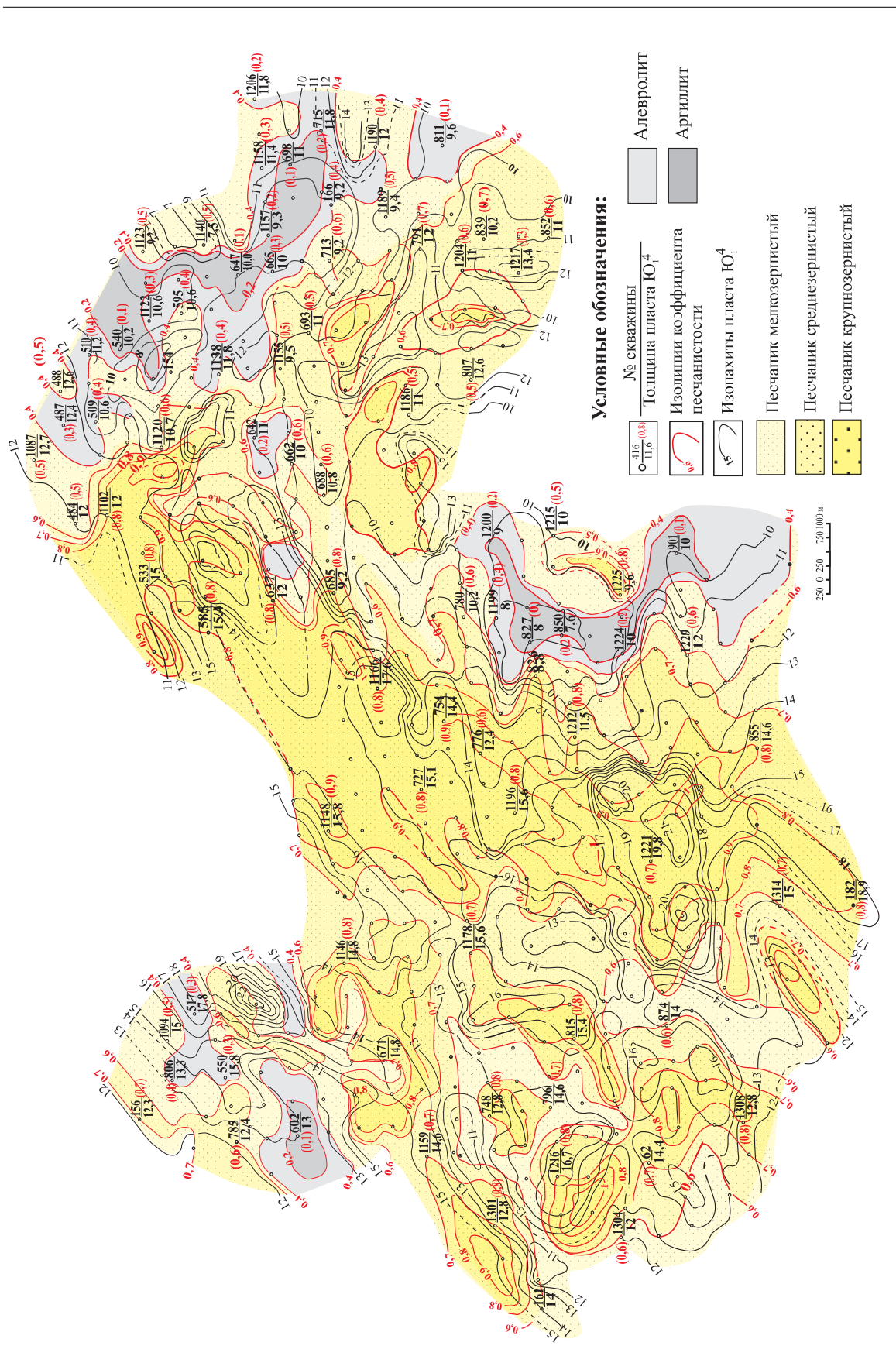


Рис. 1. Карта изменения литологического состава пласта Ю₄



ляют сделать вывод о формировании этих отложений в прибрежной части мелководного морского бассейна в гидродинамически спокойных условиях подводной отмели [2].

ФЕС пласта $Ю_1^4$ изменяются в широких пределах: пористость 10...23,1 %, проницаемость — 0,001...0,253 мкм². Среднее значение пористости колеблется от 17,2 % (для нефтенасыщенной части) до 17,9 % (для водонефтяной части) пласта. Средняя проницаемость изменяется в диапазоне 0,025...0,085 мкм². Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин по пласту равно 5,8...7,1 м. Коэффициент нефтенасыщенности в водонефтяной части пласта минимальный — 0,62. Максимальное его значение — 0,694 отмечено в газонефтяной части пласта.

Пласт $Ю_1^4$ в пределах восточной и западной частей структуры несколько различен по строению. На востоке для него отмечаются пониженные значения эффективных, а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с их увеличенными значениями в западном направлении. Эффективная толщина пласта колеблется в диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе, составляет 1–9 при интервале изменения значений 0,4...6,8 м.

Увеличение общей толщины пласта в центральной части песчаной постройки обусловлено утонением глинистой перемычки, отделяющей пласт $Ю_1^4$ от пласта $Ю_1^3$, а также уменьшением толщины нижележащих аргиллитов, вплоть до их полного отсутствия. Коэффициент расчлененности по пласту $Ю_1^4$ составляет 3,3, что несколько выше, чем в восточной части, где он равен 2,7. Центральный участок пласта $Ю_1^4$ практически однороден по составу и характеризуется для большинства скважин песчаностью выше 0,7. Склоновые части отмели (северо-запад и юго-восток структуры) представлены одним, реже — двумя и более продуктивными пропластками, залегающими между непроницаемыми аргиллитовыми разностями.

В целом для залежи пласта $Ю_1^4$ отмечены повышенные значения пористости (>17 %) в скважинах северной (район скв. 538), центральной (район скв. 1138) и южной (район скважин 738 и 761) зон. По проницаемости выделяются три участка с хорошими фильтрационными свойствами, коэффициент проницаемости $K_{пр} > 0,015$ мкм²: на юге, в центральной части (район скв. 1138) и на северо-западе (в районе скв. 538) структуры. На их фоне выделяется небольшая зона, простирающаяся с запада на восток с низкими фильтрационными свойствами ($K_{пр} = 0,002...0,005$ мкм²) в районе скважин 665–699. Также низкими ФЕС ($K_{пр} < 0,005$ мкм²) обладают небольшие участки в районе скважин 653, 728, 868.

Пласт $Ю_1^3$ имеет повсеместное распространение в пределах Лугинецкой структуры и вскрыт на глубинах 2278,8...2386,4 м. В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух пачек, разделенных между собой маломощными прослоями

алевролитов и аргиллитов. Общая его толщина достаточно выдержана по площади и составляет 18...26 м.

По гранулометрическому составу коллекторы пласта $Ю_1^3$ представлены мелкозернистыми песчаниками или крупнозернистыми алевритами, с прослоями песчаников среднезернистых до крупнозернистых. Размер зерен меняется в очень широких пределах 0,09...0,33 мм. Однако основная масса значений лежит в области 0,09...0,16 мм. В большинстве скважин, вскрывших пласт, наблюдается тенденция улучшения сортировки материала (коэффициент сортировки $S_0 = 2,4...1,6$) вверх по разрезу. Характер изменения гранулометрического состава и сортировки материала указывают на частую смену гидродинамических условий осадконакопления.

Литологическая изменчивость различных частей пласта $Ю_1^3$, обусловленная наличием многочисленных пропластков, толщина которых колеблется в большом диапазоне (0,3...9,6 м), является причиной сложного характера анизотропии свойств пласта. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин — изменяется в пределах 1–8. Среднее значение коэффициента расчлененности по пласту составляет 3,3, для продуктивной части — 3,1. Среднее значение коэффициента песчаности по пласту составляет 0,64, для продуктивной части — 0,76. Среднее значение пористости варьирует от 16,4 % (для газонефтяной части пласта) до 17,5 % (для водонефтяной).

По пласту $Ю_1^3$ наблюдается определенная закономерность и в распределении эффективных толщин, выраженная в их уменьшении с востока на запад от 5 до 14,2 м (район скв. 701, 1191, 726) за счет глинизации в кровле, либо в подошве коллектора. На общем фоне эффективных толщин 10...15 м выделяются отдельные локальные участки, как с толщиной меньше 10 м (скв. 559 — 6,8 м, скв. 595 — 3,0 м, скв. 485 — 7,2 м), так и больше 10 м (скв. 662 — 16,8 м, скв. 615 — 16 м, скв. 590 — 18 м) (рис. 2).

Условия формирования отложений пласта $Ю_1^3$ отразились в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. ФЕС в верхней и нижней частях пласта значительно отличаются друг от друга, особенно четко это отличие проявляется для песчаных разностей. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 13 до 21 % для пористости и 0,005...0,070 мкм² для проницаемости. Участки с пониженной пористостью (<16 %) наблюдаются в северо-западной части структуры (район скв. 567, 568, 602, 170).

Согласно данным лабораторных исследований керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин улучшенными ФЕС характеризуется восточная часть площади распространения пласта $Ю_1^3$. Здесь преобладают значения коэффициента проницаемости 0,010...0,033 мкм². Коллектора с проницаемостью (<0,010 мкм²) выделены в районе скв. 645, 648, 1157, 744, 793.

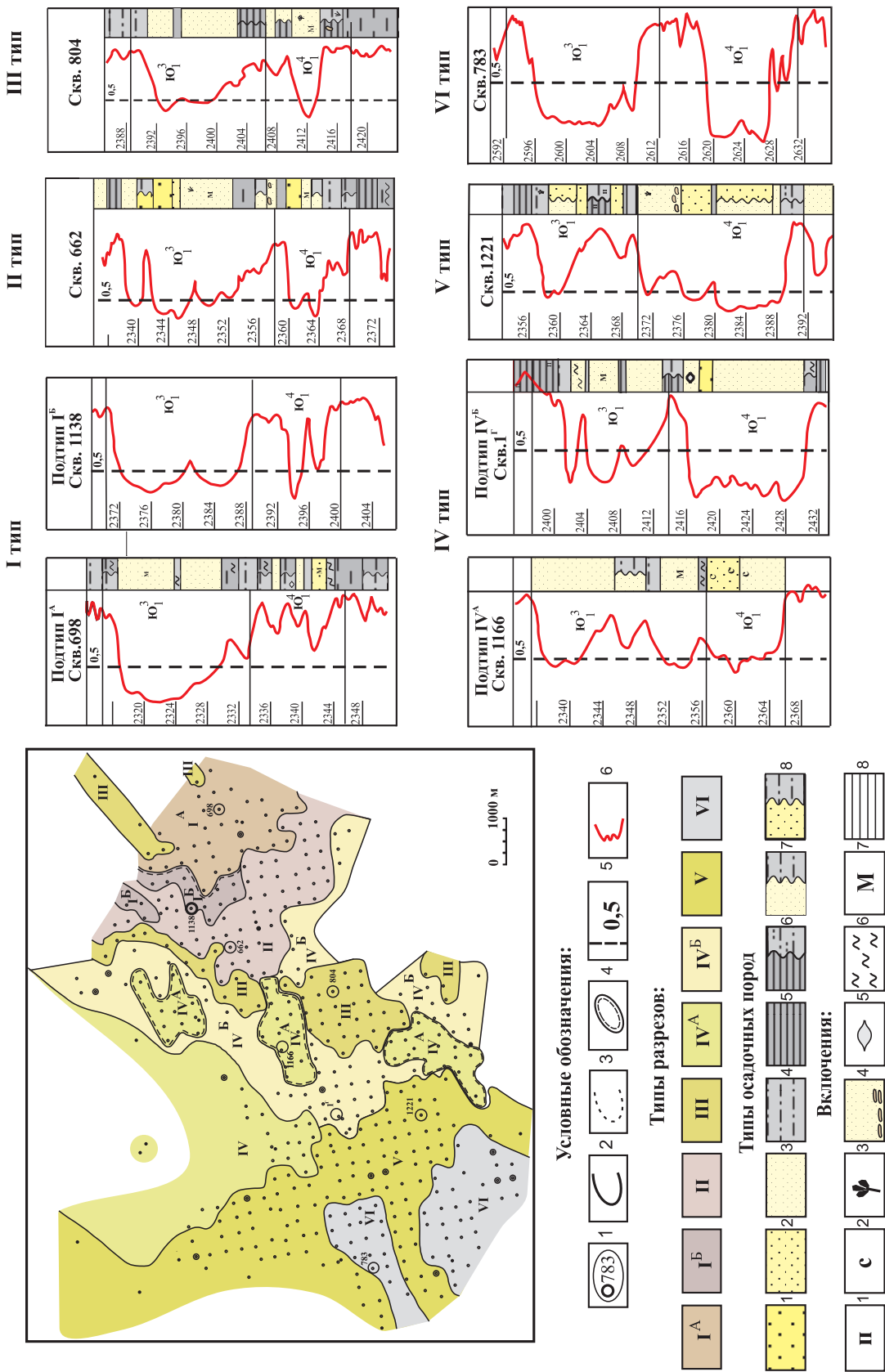


Рис. 3. Типы разрезов пластов Ю⁴ и Ю³. Условные обозначения: 1) местоположение скважины с типовым разрезом; 2) границы между зонами с разным типом разреза; 3) предполагаемые границы зон; 4) границы зон с подтипами разрезов; 5) линия песков; 6) кривая самопроизвольной поляризации. 1–8 – типовые разрезы пластов Ю⁴ и Ю³. Типы осадочных пород: 1) песчаник крупнозернистый; 2) песчаник среднезернистый; 3) песчаник мелкозернистый; 4) алевролит; 5) аргиллит; 6) переслаивание аргиллита и алевролита; 7) переслаивание песчаника мелкозернистого и алевролита. Включения: 1) пирит; 2) сидерит; 3) остатки флоры; 4) гальки сидерита; 5) конкреции; 6) прерывистые намывы обугленного растительного детрита; 7) массивная текстура; 8) горизонтальная слоистость

Отложения пласта Ю₁³ развитые в западной и центральной частях Лугинецкой структуры, характеризуются более низкими фильтрационными параметрами 0,004...0,020 мкм². На их фоне локальными пятнами выделяются участки с более высокими значениями проницаемости.

Проведенный анализ литологических, электрометрических и фильтрационно-емкостных характеристик пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ позволил выделить шесть типов разрезов подугольной толщи Лугинецкого месторождения, закономерно чередующихся по площади (рис. 3).

Первый тип разреза наблюдается преимущественно в восточной части Лугинецкой структуры. Выделен по преобладающему развитию пласта Ю₁³, толщина которого достигает 15...26 м. Пласт Ю₁⁴ в данном типе имеет сокращенные толщины, не превышающие в большинстве пробуренных скважин 7...10 м. В средней его части отмечена незначительная глинизация песчаников с появлением нескольких пропластков алевролитов толщиной до 1 м. Данный тип разреза формировался в условиях продвигающегося фронта дельты.

Второй и третий типы разреза закономерно сменяют первый тип и находятся с ним в ассоциации, но отличаются повышенной песчанистостью пласта Ю₁⁴.

Четвертый тип разреза встречается на большей части структуры. Для него характерно утонение глинистой перемычки между пластами Ю₁³ и Ю₁⁴ и резкое увеличение общих толщин (до 26 м) в отдельных скважинах.

Пятый тип разреза прослеживается далее на северо-запад от Лугинецкой структуры. Для него характерно значительное увеличение толщин обоих пластов (Ю₁³ до 15...20 м, Ю₁⁴ до 20...24 м), вызванное опесчаниванием всей толщи и исчезновением глинисто-алевритовой перемычки между ними.

Шестой тип разреза встречается только в южной части структуры и характеризуется наличием

двух четко обособленных пластов Ю₁³ и Ю₁⁴, разделенных значительной по толщине глинистой перемычкой.

Выводы

1. Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов Ю₁⁴ и Ю₁³ Лугинецкого месторождения Томской области характеризуются значительной латеральной и вертикальной анизотропией, обусловленной часто меняющимися гидродинамическими условиями в момент накопления осадков. Для пластов характерно улучшение пористости и проницаемости вверх по разрезу. Коллекторские свойства пласта Ю₁³ характеризуются резкой изменчивостью не только по площади, но и по разрезу, отражая характер формирования осадков в период регрессии. Пласт Ю₁³ в скважинах восточной части структуры обладает повышенными значениями пористости (17...20 %) и проницаемости (0,050...0,090 мкм²).

2. На основании изучения 568 геофизических разрезов скважин и 24 разрезов с керновым материалом установлены площадные закономерности изменения емкостных и фильтрационных характеристик пластов Ю₁⁴ и Ю₁³ Лугинецкого месторождения. Установлено, что причиной сложного характера вариабельности эффективных толщин, значений пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород-коллекторов является значительная литологическая изменчивость различных частей пласта, обусловленная особенностями седиментогенеза. Типизация разрезов по электрометрическим характеристикам позволила выявить палеоморфологию песчаных резервуаров и подтвердить генезис пластов.

3. Обстановка образования пласта Ю₁⁴ и нижней части пласта Ю₁³ в пределах Лугинецкой структуры интерпретируются как отмелевое мелководье прибрежной части морского бассейна. Центральная и верхняя части пласта Ю₁³ формировались в условиях фронтальной части авандельты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. — Новосибирск: Изд-во СО РАН «Гео», 2002. — 250 с.
2. Чернова О.С. Палеофаунистические остатки — индикаторы обстановки седиментации при литолого-фациальном анализе нефтегазоносных объектов // Известия Томского политехнического университета. — 2002. — Т. 305. — № 6. — С. 329–337.

Поступила 17.03.2011 г.