

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

315

1. Бодунов Е.И., Зуева И.Н., Каширцев В.А., Уткина Н.А., и др. Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах // Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. – С. 58 – 69.
2. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе // Советская геология. – 1988. – №7. – С. 26 – 36.
3. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири: Лено–Вилюйский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск, 1994. – 107 с.
4. Перозиио Г.Н., Полякова И.Д., Богородская Л.И., Соболева Е.И. Закономерности катагенеза органического вещества и вмещающих пород // Геология и геофизика, 1981. – № 9. – С. 11 – 16.
5. Фролов В.И., Сюндюков Ш.А., Бакин В.Е. О катагенезе органического вещества глубоких горизонтов центральной части Вилюйской синеклизы // Доклады АН СССР. Сер. геол., 1987. – Т. 297. – № 2. – С. 442 – 444.

ИССЛЕДОВАНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА

С.А. Доржиев

Научный руководитель старший преподаватель Е.Н. Жилина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наиболее сложным для разработки типом скоплений углеводородов являются нефтегазоконденсатные месторождения. В них продуктом разработки могут служить как нефть с растворенным в ней газом, так и газ с конденсатом, составляющие в пластовых условиях единую взаимосвязанную систему. К числу подобных типов скоплений УВ относится и одно из крупнейших по запасам в Томской области, введенное в разработку в начале 80-х годов 20 века, Лугинецкое газоконденсатно-нефтяное месторождение, расположенное в пределах северо-западной части Пудинского мегавала (Лугинецкое куполовидное поднятие).

Согласно современным представлениям о внутреннем строении природных резервуаров, каждый из них представляет собой целостную геологическую систему, поэтому исследовать их необходимо с позиций системного геологического подхода. При системном подходе в структуре резервуара можно выделить три иерархических уровня: породный, породно-слоевой и надпородный, различающиеся размерами составляющих элементов, масштабами и методами исследований. Элементами первого породного уровня является: фактический материал: керн скважин, геофизические характеристики разрезов скважин и данные аналитических исследований обработки керна. На втором – породно-слоевом уровне основным элементом служит электрометрическая модель фаций. На третьем – надпородном уровне рассматриваются ассоциации породнослоевых тел, слагающих часть резервуара, содержащего залежь [3]. По итогам изучения составляется седиментологическая модель резервуара, отражающая условия формирования продуктивных отложений, с учетом постседиментационных преобразований. Такая модель необходима для выбора стратегии при промышленной разработке залежей [3].

Целью исследований являлось применение системного подхода при изучении отложений продуктивного горизонта Ю-I Лугинецкого газоконденсатно-нефтяного месторождения, разрез которого сложен неравномерным чередованием пачек и пластов песчаников, песчано-алевритоглинистых пород, углистых аргиллитов и известняков, не выдержанных по площади месторождения. Горизонт Ю-I слагают пласты-коллекторы Ю₁⁴⁺⁵, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ и Ю₁⁰.

Пласты Ю₁⁴⁺⁵ и Ю₁³ насыщены нефтью, характеризуются покровным типом развития, в основном имеют песчаный состав и наибольшие общие мощности и слагают подугольную толщу. Пласты Ю₁², Ю₁¹ – насыщены газом, имеют преимущественно алевритовый состав и слагают надугольную толщу.

Предметом детального исследования являлись наиболее выдержанные по площади и разрезу пласты Ю₁⁴ и Ю₁³, вмещающие около 70 % суммарных запасов углеводородов месторождения и представляющие наибольший интерес с точки зрения разработки.

Пласт Ю₁⁴⁺⁵ вскрыт всеми пробуренными скважинами на глубинах 2298-2413 м. В восточной части Лугинецкой структуры пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями. Локальные зоны отсутствия пласта отмечаются на западе и юго-востоке структуры [1]. Покрышкой для пласта служит перемычка, сложенная аргиллитами и алевритами толщиной от 0,8 м (скв. 170) до 16,8 м (скв. 567). Пласт представлен преимущественно мелкозернистыми песчаниками с небольшими прослоями крупнозернистых алевритов. Общая его толщина составляет от 2,2 м (скв. 715) до 22 м (скв. 1214).

Пласт Ю₁³ 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 алевритов и аргиллитов. Общая его толщина достаточно выдержана по площади и составляет 18-26 м. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин, от 1 до 8.

Пласты Ю₁² и Ю₁¹ надугольной толщи имеют пятнистый характер распределения по площади, состоят из множества мелких пропластков мощностью от 1 до 5 м, и отличаются ухудшенными коллекторскими свойствами.

Проведенный анализ вещественного состава пород горизонта Ю-I позволил установить доминирующий кальцит-сидерит-пиритовый комплекс аутигенных минералов и турмалин-гранат-циркон-апатит-рутиловую минеральную ассоциацию [2]. Породы обогащены конкрециями, мелкими вкраплениями пирита, карбонатов, многочисленными биотурбационными текстурами, обломками раковин моллюсков, водорослевыми формами, являющимися показателями формирования отложений в прибрежно-морских условиях.

Литература

1. Жилина Е.Н. Вещественно-структурные особенности средне-верхнеюрских отложений Лугинецкого месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 143 – 148.
2. Жилина Е.Н. Условия формирования и геометризация келловей-волжских природных резервуаров Лугинецкой зоны нефтегазоаккумуляции (Томская область) // Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.16 / Е.Н. Жилина. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2015. – 23 с.
3. Жилина Е.Н., Чернова О.С. Комплексный седиментологический подход к изучению сложнопостроенных природных резервуаров // Высокие технологии, образование, промышленность: Сборник статей одиннадцатой международной научно-практической конференции «Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий в промышленности» / Под ред. А.П. Кудинова. – СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2011. – Т. 4. – С. 272 – 278.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРИЗОНТА Ю-IVБ-1 САРЫБУЛАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.П. Дубинин

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Выбор наиболее рационального способа разработки месторождений углеводородов зависит от многих факторов, в том числе от энергетического режима залежи, меняющегося по мере эксплуатации залежи, геологического строения и размеров площади, физико-химических свойств пластового флюида, физико-механических свойств пород-коллекторов и др. Выявление особенностей распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта является одним из наиболее значимых этапов изучения каждого месторождения [2].

Цель работы – изучить особенности распределения фильтрационно-емкостных свойств залежи нефти горизонта Ю-IVБ-1 Сарыбулакского нефтяного месторождения.

Сарыбулакское месторождение в административном отношении находится в Республике Казахстан Сырдарьинском районе Кызылординской области. В тектоническом отношении изучаемое месторождение расположено в южной части Бозингенской грабен-синклинали, входящей в состав Арыскумского прогиба. Месторождение имеет сложное геологическое строение и представляет собой трехсводовое поднятие, восточная периклиналь и северное крыло которого осложнено тектоническими нарушениями субширотного простирания.

Продуктивными являются юрские отложения, в том числе один из крупнейших горизонтов Ю-IVБ-1 (карагансайская и дощанская свиты). Пласт сложен песчаниками, гравелитами, алевролитами и аргиллитами. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. В связи с наличием тектонических разломов амплитуда структуры горизонта Ю-IVБ-1 варьируется от 40 м до 70 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи составляет от 5,1 м до 36 м.

Для исследования характера распределения ФЕС были изучены и сопоставлены между собой результаты анализа керн и данные ГИС, ГДИС по шести скважинам Сарыбулакского месторождения.

По описанию керн изучаемый пласт Ю-IVБ-1 представлен песчаниками серыми разнородными (несортированными), в основном мелко-, среднезернистыми, алевролитистыми, слабосцементированными, участками рыхлыми (до песков), нефтенасыщенными (запах керосина). Содержится примесь обломков гравия и отдельных полуокатанных и полуугловатых обломков мелкогалечной размерности, а также отдельных включений углистого вещества. Текстура массивная, неясноориентированная. Структура псефитопсаммитовая.

По результатам сопоставления ФЕС, полученных разными методами, была составлена таблица. Залежь Ю-IVБ-1 имеет хорошие фильтрационные характеристики, как по керну, так по ГИС и ГДИС, с широким спектром проницаемости от единиц до $\sim 230 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, при среднем значении выше – $90 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Средние значения пористости, несмотря на большую глубину залегания, изменяются в пределах 0,16-0,26 д. ед.

Таблица

Характеристика ФЕС пласта Ю-IVБ-1 по различным методам

№ скв	Интервал пласта, а.о., м		hэф, м	Дебит нефти, м ³ /сут	Керн		ГИС		ГДИС			
	кровля	подошва			Кпр, мД	Кпор, д.е	Кпр, мД	Кпор, д.ед.	Кпр, мД	Рпл, МПа	гидропроницаемость, мД·м/Пас	скин-фактор
1	-1296,8	-1328,8	36	126,1	6	0,16	139	0,22	5,48	14,9	62,02	-3,58
2	-1304,7	-1337,7	21,5	119,5	19	0,17	45	0,26	1,04	14,93	22,15	-3,53
3	-1275,2	-1312,2	36,6	142	101	0,16	186	0,22	4,1	14,92	182,22	0,825
4	-1329,5	-1368,5	15,7	151,9	16	0,16	145	0,19	228	14,8	2201,38	107
5	-1413,6	-1421,6	8	76	100	0,18	163	0,177	228	14,8	786,21	47,5
6	-1341,8	-1372,8	8,6	119,5	24	0,19	134	0,22	34,9	14,86	76,7	45,6