

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

Стоит отметить, что при расчетах использовались средневзвешенные значения ФЕС, но, в связи с неоднородным переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов, получились столь различные значения параметров пласта в одной и той же скважине, определенные по разным методам. Это связано с тем, что лабораторные изучения керна выполняются с высокой точностью, изучая параметры каждого пропластка в отдельности. Геофизические исследования скважин способны определять также параметры пород вдоль всей скважины. В то время как ГДИС учитывают фильтрацию флюида в пластовых условиях сразу по всей толщине залежи, усредняя тем самым параметры. Однако радиус изучения ГДИС значительно больше – может составлять более километра, тогда как керновые исследования и методы ГИС отражают свойства пласта в непосредственной близости (первые метры) от ствола скважины [1, 3]. Именно поэтому для анализа состояния разработки на месторождениях широко применяют данные, полученные с помощью ГДИС, а именно коэффициент проницаемости, пластовое давление, гидро- и пьезопроводность, скин-фактор.

В связи со сложной блоковой тектоникой изучаемого месторождения, распределение ФЕС по площади достаточно неравномерное. В северной части месторождения прослеживается уменьшение проницаемости от купольной части структуры (скв. 3) к ее периферии (скв. 2). В южном блоке наблюдается противоположная картина – увеличение проницаемости от скважины 1 к скважине 6 (купол структуры). Пористость не сильно изменяется в пределах месторождения и распределяется аналогично величине проницаемости.

При анализе давлений в скважинах, эксплуатирующих залежь горизонта Ю-IVБ-1, забойное давление составляет в среднем 13,3-13,7 МПа, а пластовое – порядка 14,9 МПа, что выше давления насыщения (12,5 МПа).

По данным исследований, проведенных на стационарных режимах фильтрации, в большинстве случаев форма индикаторных диаграмм прямолинейна, что указывает на хорошую степень очистки призабойной зоны пласта и на то, что свойства жидкости и коллекторские свойства пластов не зависели от режима работы скважин. Но при проведении ГДИС на отдельных скважинах на неуставившихся режимах фильтрации (методом КВД) отмечается очень высокое значение скин-фактора (до +107), указывающего, наоборот, на необходимость проведения мероприятий по очистке пласта.

Отмечается наиболее широкий диапазон изменения среднего коэффициента расчлененности по залежи Ю-IVБ-1 от 4 до 11 д. ед., в то время как по всем остальным залежам он изменяется от 1,8 до 7,2 д. ед. Это может быть обусловлено неоднородным переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов.

Таким образом, проведенный анализ показал, что месторождение имеет довольно сложное строение, и решающим в этом является тектонический фактор – серией нарушений оно разбито на тектонические блоки. В связи с тем, что месторождение находится в пробной эксплуатации и изучено довольно неплотной сеткой опережающих скважин, нет возможности детально проследить все закономерности изменения параметров пласта. Поэтому выявленные на данном этапе направления изменения ФЕС не в полной мере отражают фактическое распределение коллекторских свойств пласта, но показывают довольно сильную их изменчивость по пласту. Таким образом, перед переводом месторождения в разработку необходимо провести на всех скважинах ГДИС, чтобы получить полную картину изменения ФЕС пласта-коллектора.

Литература

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
2. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – Москва, 2002. – 78 с.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ МАЛЫШЕВСКОЙ СВИТЫ НА ПОЛЯРНОЙ ПЛОЩАДИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Ю.Н. Дубовик

Научный руководитель доцент Н.М. Неволишко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучено геологическое строение, состав и особенности формирования мальшевского резервуара средней юры, вскрытой бурением на Полярной площади (Туруханский район Красноярского края) в интервале глубин 3805–3526 м. На основе детального описания керна скважины 1 и литолого-петрографических исследований охарактеризовано строение разреза, выявлены особенности состава и генетические признаки пород. В отношении нефтегазогеологического районирования площадь приурочена к Сидоровскому нефтегазоносному району Пур-Газовской нефтегазоносной области (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция). Скважина Полярная-1 пробурена на одноименном локальном поднятии в слабо изученной бурением части Сидоровского мегавыступа (рис. 1). В результате испытаний средне-верхнеюрских отложений (пласты мальшевской и сиговской свит) были получены притоки воды [4]. В связи с малой изученностью территории бурением, любая новая информация, в том числе и по литологическим особенностям и условиям образования пород, слагающих мальшевский продуктивный горизонт, в целях совершенствования критериев прогноза нефтегазоносности будет иметь большое значение.