

УДК 553.982.2

Р.Р. Габдуллин¹, О.Н. Бирюкова², Р.А. Ахмедов³

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕНОСНОСТЬ ВИКУЛОВСКОЙ СВИТЫ ВОСТОЧНО-КАМЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Проанализированы геолого-геофизические материалы с целью изучения особенностей геологического строения викуловской свиты в пределах Водораздельного лицензионного участка. Представленный фактический материал позволяет более полно охарактеризовать геологическое строение участка при интерпретации сейсмических материалов. Анализ геологической информации (ГИС и результаты испытаний) подтверждает утвержденный уровень водонефтяного контакта (ВНК) на исследуемом участке месторождения, что дает возможность провести пересчет его запасов.

Ключевые слова: сейсморазведочные работы, среднеюрские и меловые отложения, перспективы нефтегазосности, локальное поднятие, структурно-стратиграфическая ловушка, промышленная нефтеносность, выделение дизъюнктивных нарушений, водонефтяной контакт.

The analysis of geological and geophysical materials in order to study the peculiarities of the geological structure of the Vikulov Formation within the Vodorazdel license area was carried out. The presented factual material makes it possible to characterize the geological structure of the investigated area more informatively and for interpreting of seismic materials. The analysis of geological information (GIS and test results) confirms the approved water–oil contact (WOC) level in the investigated section of the deposit, which makes it possible to recalculate its reserves.

Key words: seismic prospecting, Middle Jurassic and Cretaceous sediments, oil and gas potential prospects, local uplift, structural-stratigraphic trap, industrial oil-bearing, disjunctive dislocation, water–oil contact.

Введение. Водораздельный лицензионный участок Восточно-Каменного месторождения расположен на восточном склоне Краснотеннинского свода [Самолетов и др., 1989; Медведев, 2010], на территории которого открыты и находятся в разработке многие нефтяные месторождения (Талинское, Каменное, Ем-Еговское и др.). Продуктивность отложений на Водораздельном лицензионном участке установлена в 1978 г. при испытании тюменской свиты в скважине № 11, продуктивность викуловской свиты (пласта ВК₁) — в 2008 г. при испытании скважины № 9. Цель нашей работы — доизучение Водораздельного лицензионного участка и более детальное отображение геологического строения викуловской свиты на основе полученных данных.

Материалы и методы исследований. Методика работ включала сбор и анализ архивных материалов, полевые наблюдения, камеральные работы.

Сбор, анализ и архивных материалов заключался в рассмотрении 8 опубликованных работ, 155 фондовых отчетов, а также огромного массива первичной информации. Массив первичной (собранный из архивных источников) информации

включает в себя отчеты гидродинамических исследований скважины (ГДИС) с 2008 г., сводные материалы по скважинам, более 50 журналов учета скважин, а также 30 актов на испытания пласта викуловской свиты Восточно-Каменного месторождения.

В рамках полевых наблюдений в 30 скважинах выполнено 300 ГДИС и 60 испытаний пласта. Все эти данные введены в цифровую базу данных.

На стадии камеральных работ проинтерпретирован полученный массив данных по Водораздельному лицензионному участку. Анализ геологической информации (ГИС и результаты испытаний) подтверждает утвержденный уровень водонефтяного контакта (ВНК) на исследуемом участке месторождения.

Результаты исследования и их обсуждение. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Восточно-Каменное месторождение входит в состав Краснотеннинского нефтегазосного района (НГР) Краснотеннинской нефтегазосной области (НГО).

Водораздельный лицензионный участок, в пределах которого расположено Восточно-Ка-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра региональной геологии и истории Земли, доцент; *e-mail:* mosgorsun@rambler.ru

² Югорский государственный университет, Институт природопользования, кафедра нефтегазового дела, ст. преп.; *e-mail:* on-birukova@mail.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Высшая школа инновационного бизнеса, магистрант; *e-mail:* rakhmedov.rus@mail.ru

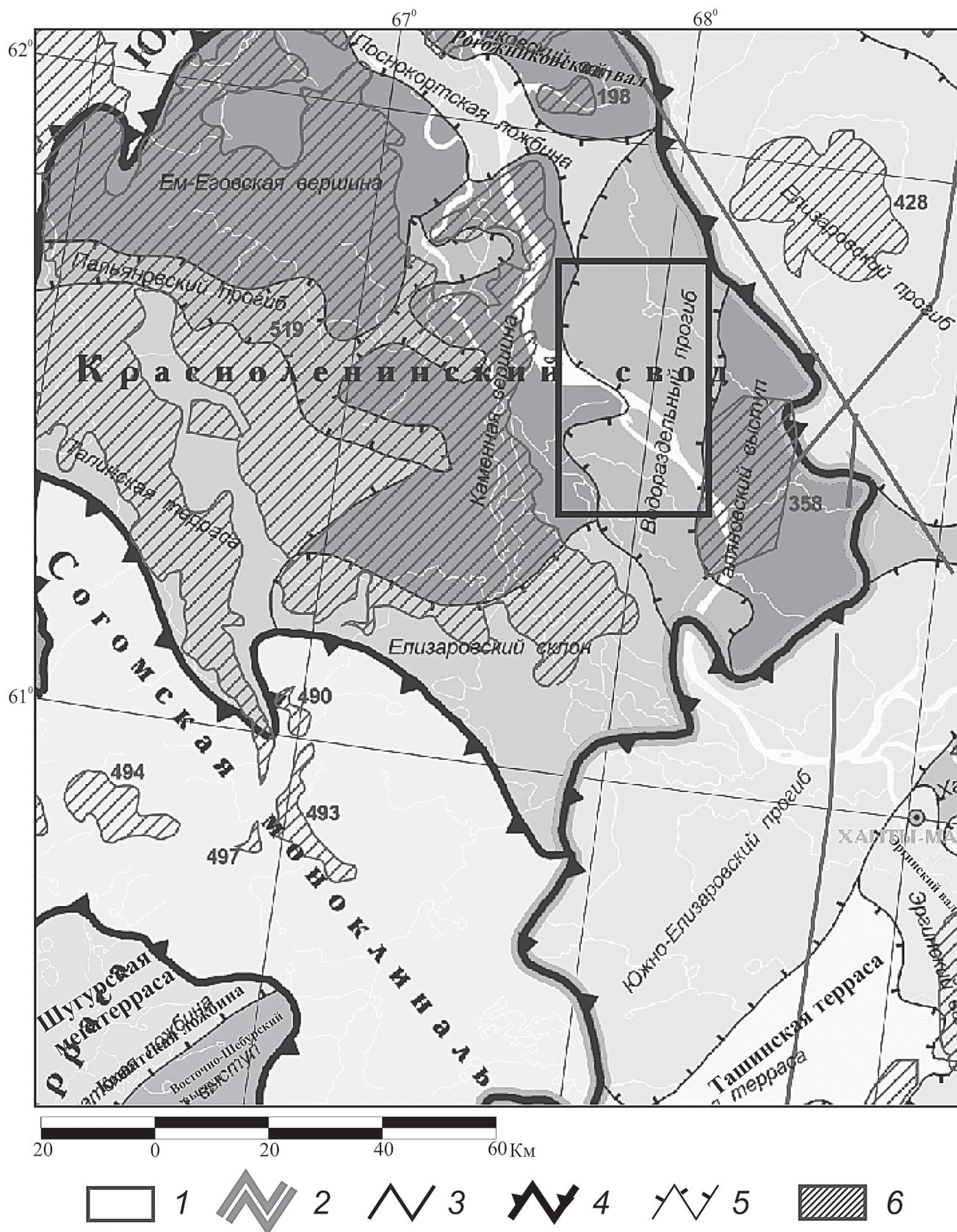


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты в районе Водораздельного участка, по [Шпильман и др., 1999]: 1 — Водораздельная площадь, 2 — границы геоблоков, 3 — важнейшие тектонические нарушения, 4 — границы тектонических элементов 1-го порядка, 5 — границы внутреннего районирования тектонических элементов 1-го порядка, 6 — открытые месторождения нефти газа и газоконденсата. Месторождения (обозначены цифрами): 198 — Южно-Рогожниковское, 253 — Приобское, 358 — Гаяновское, 407 — Рогожниковское, 428 — Среднеязымское, 490 — Южно-Талинское-1, 493 — Юно-Талинское-2, 494 — Онтохское-2, 497 — Южно-Талинское, 519 — Красноленинское, 537 — Западно-Эргинское

менное месторождение, находится на сочленении структур 1-го порядка (Каменной Вершины и Водораздельного прогиба в юго-восточной части Краснелининского свода (рис. 1). В пределах лицензионного участка промышленные притоки нефти получены из пород палеозойского фундамента и коры выветривания (ДЮК), а также горелой (пласт ЮК₁₀), тюменской (пласты ЮК₂₋₉), абалакской (пласт ЮК₁), викуловской (пласт ВК₁) свит.

Площадь месторождения разделяется на левобережную и правобережную части, характеризующиеся разной степенью геолого-геофизической изученности, их естественным барьером служит р. Обь. В настоящее время наиболее изучена левобережная часть месторождения, по результатам исследования которой установлена нефтеносность викуловских отложений. На правом берегу в пределах лицензионного участка расположены скважины № 1, 2, 3. В этих скважинах испытания не проводились. По данным ГИС однозначно определить характер насыщения невозможно из-за неполного комплекса ГИС, его низкого качества, а также из-за значительных зон повышенного проникновения фильтрата бурового раствора в водоносные интервалы.

Для скважины № 4 каротаж утерян. Правобережные скважины из обоснования площадей нефтеносности и анализа ВНК исключены, так как пока нет достоверной информации об испытаниях и ГИС, подтверждающих наличие нефтенасыщенных пластов в этих скважинах. Поэтому анализ ВНК и обоснование площадей нефтеносности проводилось по левобережным скважинам, где выделена область подсчета запасов.

В структурном отношении викуловские отложения в пределах Водораздельного лицензионного участка представляют собой моноклираль, плавно, с небольшим наклоном погружающуюся в восточном направлении. Моноклираль осложнена в центральной части площади Восточно-Каменным структурным носом, относящимся к структуре 2-го порядка — Каменной Вершине, относимой, в отличие от остальной площади, к Водораздельному прогибу. На западе от рассматриваемой территории вверх по восстанию пласта расположены залежи викуловских отложений Каменного месторождения (восточная часть), где уровень ВНК примерно на 50 м выше установленного на Водораздельной площади.

На Водораздельной площади при интерпретации современных сейсмических материалов (2002, 2003, 2008 гг.) выделены разрывные нарушения в разрезе юрских и меловых отложений осадочного чехла (рис. 2). Системы разрывных нарушений состоят из ряда непротяженных сбросов с небольшой амплитудой смещения. Малоамплитудные и безамплитудные тектонические нарушения, как правило, по данным 2D-сейсморазведки не выделяются. Тем не менее в настоящее время в

результате детального геолого-геофизического изучения десятков нефтяных залежей в верхнеюрских и нижнемеловых природных резервуарах Западной Сибири показано, что они имеют преимущественно дизъюнктивно-блоковое, а не пликативное строение, т.е. разбиты на отдельные блоки мало- и микроамплитудными дизъюнктивными дислокациями. При этом вдоль дизъюнктивных дислокаций образовались узкие (около 100 м) зоны дезинтеграции пород, где часто возникают такие явления, как глинизация, карбонатизация и озокеритизация первичного порового пространства, неупругие деформации горных пород и «затекание» пластичных пород в ослабленные зоны. Таким образом, эти зоны нередко представляют собой латеральные флюидоупоры, обеспечивающие разобщение гидродинамических систем.

При геометризации залежей викуловских отложений серия однонаправленных нарушений была объединена в две зоны малоамплитудных тектонических нарушений, протягивающихся в субмеридиональном направлении и экранирующих залежи с запада.

На правом берегу в пределах лицензионного участка расположены скважины № 1, 2, 3. Отсутствие подтверждения продуктивности викуловского интервала разреза в правобережной части площади позволяет отделить экраном северную часть территории по руслу р. Обь. Отсутствие сейсмической информации о наличии тектонического нарушения вдоль русла реки имеет несколько причин: во-первых, низкая детальность исследований, не позволяющая выделять малоамплитудные нарушения, а во-вторых, небольшое число профилей, пересекающих русло реки. Граница между структурными элементами 2-го порядка, проходящая по Оби на территории месторождения, на данном этапе еще не нашла отражения в результатах сейсмической интерпретации. Условно граница тектонического блока проведена по центральной части р. Обь.

Нефтеносность викуловской свиты (пласт ВК₁). Уверенная корреляция пластов ВК на значительной территории свидетельствует о том, что песчаные тела формировались в условиях обширного морского шельфа. На всей территории в интервале от кровли кошайских глин до кровли пласта ВК₁ характерен четко выраженный регрессивный мегациклит. Пласты ВК₁ залегают в кровельной, наиболее опесчаненной части мегациклита. Факторами, определявшими условия седиментации песчаных и глинистых пластов, были глубина морского бассейна, конседиментационные тектонические процессы, подводные течения. При формировании песчаных тел свиты преобладающей энергией сортировки обломочного материала были волновая деятельность и изменение глубины морского бассейна. Об этом свидетельствуют покровный характер песчаных тел, относительно

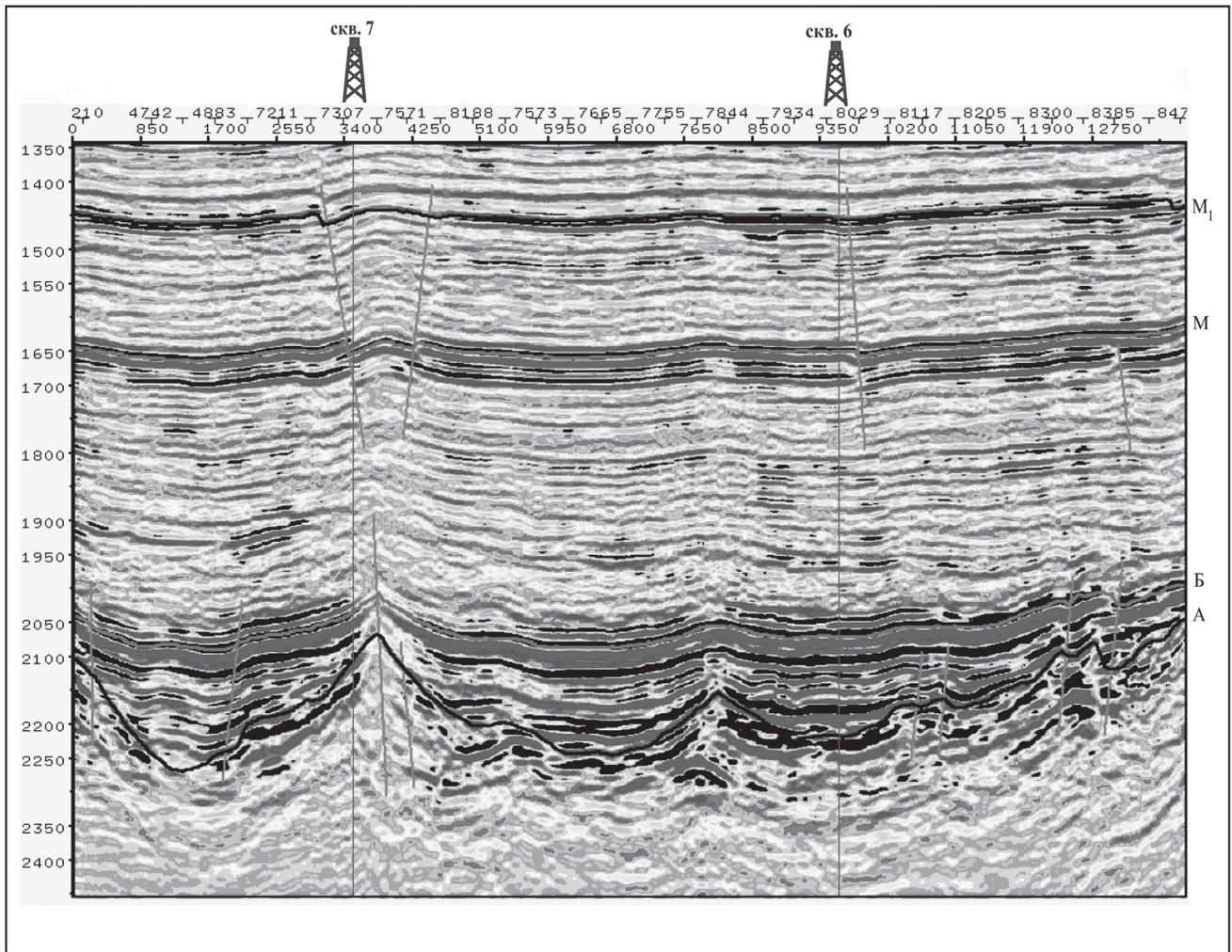


Рис. 2. Пример выделения дизъюнктивных нарушений по профилю 10207 в юрско-меловом интервале разреза. А, Б, М, М₁ — отражающие горизонты

узкий диапазон изменения эффективных толщин, регрессивный характер градиационной слоистости в отложениях седиментационных циклов и характер распределения областей преобладающего распределения песчаного материала.

Характерная особенность продуктивных отложений викуловской свиты — слоистая неоднородность состава и свойств пород, установленная по данным изучения керна на макро-, мезо- и микроуровнях. Макронеоднородные отложения, связанные с крупными литотипами пород, успешно устанавливаются и оцениваются по данным ГИС. Аргиллиты и глины в разрезе выделяются по максимальным показаниям данных, полученных методами СП, ГК и АК, минимальным значениям данных микрозондового каротажа (БК и НК).

Промышленная нефтеносность отложений викуловской свиты подтверждена испытаниями в интервале пласта ВК₁ в скважинах № 5–9 (рис. 3) на левобережной части Водораздельного лицензионного участка. В настоящее время по результатам испытаний пласта ВК₁ на Восточно-Каменном месторождении выделена новая залежь в районе скважины № 9.

Залежь № 1 по типу пластовая, тектонически экранированная (табл. 1), расположена в районе скважины № 9. Размеры залежи в районе скважины № 9 составляют в плане 14×11 км, толщина достигает 50 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважинах меняется от 2,4 м (скважина № 7) до 10,7 м (скважина № 11), средняя

Таблица 1

Краткая характеристика залежи нефти в районе скважины № 9 в отложениях викуловской свиты Восточно-Каменного месторождения (Водораздельный ЛУ)

Залежь	Гипсометрическое положение ВНК, м	Размеры нефтяной залежи			Диапазон нефтенасыщенной толщины, м	Наивысшая отметка кровли коллектора, м	Тип залежи
		длина, км	ширина, км	высота, м			
Залежь 1 (район скважины № 9)	-1514,0±5,0	14	11	50	6,1–10,7	-1464	Пластовая, тектонически экранированная

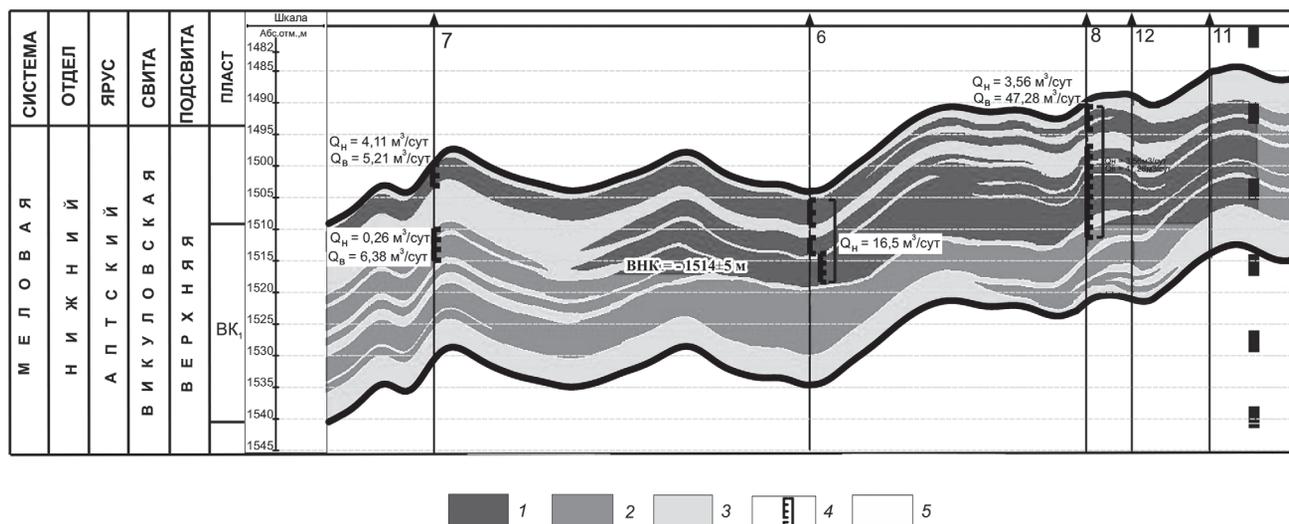


Рис. 3. Схема обоснования ВНК: 1 — нефть, 2 — вода, 3 — неколлектор, 4 — совместные испытания, 5 — тектоническое нарушение

Таблица 2

Обоснование положения ВНК по продуктивному пласту ВК₁ Восточно-Каменного месторождения (Водораздельный ЛУ)

Номер скважины	Альтитуда + удлинение, м	Интервал залегания проницаемой части пласта, м		Характеристика насыщения по ГИС					Интервал испытаний, м		Дебит		ВНК	Примечания
		кровля	подошва	кровля нефти, м	подошва нефти, м	кровля неясной характеристики	подошва неясной характеристики	кровля воды, м	нефть, т/сут	вода, м ³ /сут	абсолютная отметка, м			
7	26	1526,4*	1551,4	1526,4	1529,0	1536,4	1544,2	1546,4	1526,0	1529,0	3,30	5,42	н. — 1502,9	
		-1500,4	-1525,4	-1500,4	1502,9	-1510,3	-1518,1	-1520,4	-1499,9	1502,9				
									1536,5	1541,5	0,26	6,38	в. — 1510,3	
									1510,4	1515,4				
10	43,1	1534,4	1561,0	1534,4	1544,6	1545,4	1551,2	1553,8					н. — 1507,1	
		-1491,3	-1516,3	-1491,3	-1500,8	-1501,4	-1507,1	-1509,7					в. — 1509,7	
15	208	1708,0	1746,8	1708,0	1730,6			1732,8					н. — 1515,9	
		-1500,0	-1527,5	-1500,0	-1515,9			-1517,5					в. — 1517,5	
9	147	1646,4	1682,6	1646,4	1664,6			1667,4	1641,0	1645,0	7,85			после изоляции и МПД
		-1499,4	-1529,7	-1499,4	-1514,6			-1517,0	-1494,8	-1498,2				
									1645,0	1650,0				
									-1498,2	-1502,4				
								1650,0	1654,0			н. — 1514,6		
								-1502,4	1505,7			в. — 1517		
								1656,0	1660,0					
								-1507,4	-1510,8					
6	27,2	1533,2	1594,0	1533,2	1546,6	1547,6	1553,2	1553,2	1533,0	1537,0	14,20			
		-1505,5	-1566,3	-1506,0	-1518,9	-1519,9	-1525,5	-1525,5	-1505,3	-1509,3				
									1539,0	1541,5				
								-1511,3	-1513,8			н. — 1518,9		
								1541,5	1546,0			в. — 1519,6		
								-1513,8	-1518,3					
8	118,4	1603,2	1665,6			1603,2	1621,6	1624,4	1603,0	1607,0	3,56	47,3	н. — 1507,3	
		1490,8	1547,1			1490,8	1507,3	1509,8	-1490,6	-1494,2				
									1610,0	1626,0			в. — 1509,8	
									-1496,9	-1511,2				

По ГИС и результатам испытаний скважин принят ВНК: -1514±5 м

* Над чертой — глубина (м), под чертой — абсолютная отметка (м); н. — нефть, в. — вода.

нефтенасыщенная толщина по залежи равна 8,84 м. Среднее значение пористости по залежи варьирует в пределах 0,263–0,268 долей единицы (д.ед.), коэффициента нефтенасыщенности — 0,582–0,628 д.ед.

В скважине № 6 в 2010 г. проведено испытание интервалов 1533–1537 м, 1539–1541,5 м (абсолютные отметки –1505,3÷–1509,3 м; –1511,3÷–1513,8 м) и был получен безводный приток нефти с дебитом нефти (Q_n) $Q_n=14,1$ м³/сут. При повторной перфорации этих интервалов и дострела нижележащего интервала 1541,5–1546 м (абсолютные отметки (а.о.) –1513,8÷–1518,3 м) также был получен безводный приток нефти ($Q_n=14,2$ м³/сут) (табл. 2). Нижележащие интервалы по данным ГИС водонасыщенные. По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 6 находится на глубине 1546,6 м (а.о. –1518,9 м), кровля водонасыщенного прослоя — на глубине 1547,6 м (а.о. –1519,9 м).

В скважине № 8, испытанной в 2009 г., при совместном испытании интервалов 1603–1607 и 1610–1626 м (а.о. –1490,6÷–1494,2; –1496,9÷–1511,2 м) был получен приток нефти с водой, дебит нефти $Q_n=3,56$ и воды (Q_v) $Q_v=47,28$ м³/сут. После установки цементного моста в интервале 1608–1609 м было проведено повторное испытание интервала 1603–1607 м (а.о. –1490,6÷–1494,2 м), в результате которого получен приток нефти с водой ($Q_n=12,1$ м³/сут и $Q_v=38,5$ м³/сут). По ГИС кровля водонасыщенного интервала находится на а.о. –1509,8 м.

В скважине № 9 при первичном испытании из интервалов 1646–1650 м и 1652–1656 (а.о. –1499,2÷–1502,4 м и –1504,4÷–1507,6 м) получен приток жидкости с дебитом $Q_{ж}=108$ м³/сут ($Q_n=12,96$ м³/сут, $Q_v=95,04$ м³/сут). При повторном испытании, после проведения изоляционных работ, дострела и повторной перфорации из интервалов 1641–1645, 1645–1650, 1650–1654 и 1656–1660 м (а.о. –1494÷–1498; –1498÷–1503; –1503÷–1507; –1509÷–1513 м) получен безводный приток нефти с дебитом $Q_n=7,85$ м³/сут при депрессии 70 атм. По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 9 находится на глубине 1664,6 м (а.о. –1514,6 м), кровля водонасыщенного — на глубине 1667,4 м (а.о. –1517 м).

В скважине № 7 из интервалов 1536,5–1541,5 м (а.о. –1510,4÷–1515,4 м) и 1526–1529 м (а.о. –1499,9÷–1502,9 м) получена вода с пленкой нефти и нефть с водой соответственно. По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 7 находится на а.о. –1502,9 м, кровля верхнего водонасыщенного прослоя — на а.о. –1510,3 м.

Скважина № 10 испытана в октябре 2013 г. совместно в интервалах 1533,5–1538 и 1540–1544 м

(а.о. –1490,4÷–1496,6 м и –1496,5÷–1500,3 м). Получен переливающий приток водонефтяного флюида ($Q_n=2,89$ м³/сут, $Q_v=1,71$ м³/сут). По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 10 находится на глубине 1551,2 м (а.о. –1507,1 м), кровля водонасыщенного — на глубине 1553,8 м (а.о. –1509,5 м). ВНК в скважине в 2010 г. принят на а.о. –1509,5 м. В целом испытания подтвердили утвержденный уровень ВНК, приток воды в продукте обусловлен близостью переходной зоны с насыщением нефть+вода. Предполагается также наличие за колонных перетоков.

В скважине № 12 испытания пласта ВК₁ были проведены в мае 2013 г. Совместно испытаны два интервала — 1626,5–1632 м (а.о. –1493,4÷–1496,4 м) и 1620–1623,5 м (а.о. –1499,0÷–1503,8 м). В результате испытания получен приток нефти с дебитом 10,1 м³/сут и воды с дебитом 1,4 м³/сут. По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 12 находится на а.о. –1510,4 м, кровля верхнего водонасыщенного — на а.о. –1511,9 м. Водонефтяной контакт (ВНК) в скважине в 2010 г. принят на отметке а.о. –1510,4 м. В целом испытания подтвердили утвержденный уровень ВНК, незначительное количество воды объясняется заколонными перетоками.

В скважине № 13 в 2013 г. совместно испытаны интервалы 1756–1761 (а.о. –1491,5÷–1495,3 м) и 1764–1770 м (а.о. –1497,6÷–1502,1 м), получен переливающий приток водонефтяного флюида ($Q_n=12,5$ м³/сут и $Q_v=5,77$ м³/сут). Недостаточный комплекс ГИС не позволяет определить ВНК в этой скважине.

В скважине № 14 в 2013 г. совместно испытаны интервалы 1634–1638, 1620–1625 и 1628–1634 м (а.о. –1498,7÷–1502,7, –1505,0÷–1509,8 и –1509,8÷–1513 м). В результате испытаний получен приток нефти и воды с дебитами 14,2 м³/сут и 14,5 м³/сут соответственно. По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 14 находится на а.о. –1513,8 м, кровля верхнего водонасыщенного — на а.о. –1516,1 м. ВНК в скважине в ОПЗ 2010 г. принят на отметке а.о. –1516,1 м.

Скважина № 15 испытана в 2014 г. совместно в интервалах 1706–1713 (а.о. –1498,5÷–1503,4 м) и 1716–1721 м (а.о. –1505,5÷–1509,1 м). В результате получен переливающий приток водонефтяного флюида ($Q_n=11,3$ и $Q_v=8,4$ м³/сут). По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя находится на а.о. –1515,9 м, кровля верхнего водонасыщенного — на а.о. –1517,5 м. ВНК в скважине в ОПЗ 2010 г. принят на отметке а.о. –1515,9 м.

Заключение. В результате наших исследований обоснование положения ВНК в викуловских от-

ложениях Водораздельной площади базируется на результатах интерпретации методов ГИС и испытаний в скважинах № 6, 7, 8, 9, 10, 15, находящихся на левом берегу р. Обь.

По данным ГИС подошва нефтенасыщенного прослоя находится на а.о. $-1500\div-1506$ м, кровля водонасыщенного — на а.о. $-1503\div-1520$ м. Таким образом, уровень ВНК в залежи колеблется около среднего значения -1514 ± 4 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Самолетов М.В., Немченко Н.Н., Барташевич Ю.А., Талдыкин В.А. Прогнозирование перспективных объектов в доюрских и ниже-среднеюрских отложениях Краснотеннинского свода Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1989. № 4. С. 9–11.

Медведев А.Л. Аптские врезанные речные долины Каменной площади Западной Сибири: региональные

Отметим, что на соседней площади положение ВНК существенно выше, чем на Водораздельном участке, и находится в северном блоке на отметке $-1464,5$ м, а в центральном — на отметке $-1456,2$ м. Высока вероятность того, что при уплотнении бурения на Водораздельном участке выявится его более сложное геологическое строение по сравнению с настоящими представлениями.

аспекты нефтегазоносности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5, № 3. С. 1–26.

Шпильман В.И., Змановский Н.И., Подсосова Л.Л. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты. Масштабы: 1: 500 000, 1:1 000 000. Югра: АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», 1999.

Поступила в редакцию
26.10.2017