

УДК 553.982.2, 550.812.14, 550.8.011, 550.8.013

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-31-47

Аналитический обзор механизмов формирования залежей с наклонными контактами углеводородов

© 2022 г. | Е.А. Щергина, А.Б. Сметанин, В.Г. Щергин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; ScherginaEA@tmn.lukoil.com; SmetaninAB@tmn.lukoil.com; ShcherginVG@tmn.lukoil.com

Поступила 16.09.2021 г.

Доработана 22.10.2021 г.

Принята к печати 01.11.2021 г.

Ключевые слова: залежь; наклонный водонефтяной контакт; гидродинамический поток; капиллярное давление; капиллярные барьеры; неоднородность пласта; неотектонические движения.

Аннотация: Положение уровня водонефтяного контакта является одним из важнейших факторов при определении геометрии залежей, влияющей на величину запасов и оценку ресурсов, стратегию разведки и разработки. Понимание механизмов формирования наклонных контактов углеводородов непосредственно влияет на определение типа залежи, ее геометрию, величину запасов и ресурсов, на подходы к оценке и прогнозированию перспектив нефтеносности залежей, а также на размещение скважин, выбор оптимальной системы разработки. В статье обобщены факторы, влияющие на формирование залежей с наклонными водонефтяными контактами. Рассмотрены механизмы образования наклонных водонефтяных контактов на основе данных гидродинамики флюидонасыщенной системы, геологической неоднородности пласта, влияния неотектонических процессов. Учет механизмов действия различных физических и химических факторов на распределение углеводородов на основе методики динамического анализа капиллярно-гравитационного равновесия позволяет корректно решать задачу выбора геометрии залежей со сложной поверхностью водонефтяного контакта. Это, в свою очередь, позволяет минимизировать риски при выборе технологических решений, планомерно реализовывать программу геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Щергина Е.А., Сметанин А.Б., Щергин В.Г. Аналитический обзор механизмов формирования залежей с наклонными контактами углеводородов // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 31–47. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-31-47.

Analytical overview of formation mechanisms of deposits with tilted oil-water contacts

© 2022 | E.A. Shchergina, A.B. Smetanin, V.G. Shchergin

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch, Tyumen, Russia; ScherginaEA@tmn.lukoil.com; SmetaninAB@tmn.lukoil.com; ShcherginVG@tmn.lukoil.com

Received 16.09.2021

Revised 22.10.2021

Accepted for publication 01.11.2021

Key words: reservoir; tilted oil-water contact; hydrodynamic flow; capillary pressure; capillary barriers; reservoir heterogeneity; neotectonic movements.

Abstract: The position of the oil-water contact level is one of the most important factors in determining the geometry of deposits, affecting the value of reserves and resource estimate, exploration and development strategy. Understanding the mechanisms of formation of inclined hydrocarbons contacts will directly affect the assessment of the reservoir type, its geometry, the amount of reserves and resources, approaches to assessing and predicting the prospects of oil-bearing deposits, as well as the placement of wells, the choice of optimal development technology. The article summarizes the factors affecting the formation of deposits with tilted oil-water contact. The mechanisms of tilted oil-water contact formation are considered based on hydrodynamic process, geological heterogeneity of the reservoir, the influence of neotectonic processes. Taking into account the mechanisms of action of various physical and chemical factors in the distribution of hydrocarbons based on the method of dynamic analysis of capillary-gravitational equilibrium makes it possible to correctly solve the problem of substantiating the deposits modelling with a complicated surface of water-oil contact. This, in turn, will allow minimizing risks when choosing technological solutions, and systematically implementing a geological exploration program.

For citation: Shchergina E.A., Smetanin A.B., Shchergin V.G. Analytical overview of formation mechanisms of deposits with tilted oil-water contacts. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):31–47. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-31-47. In Russ.

Введение

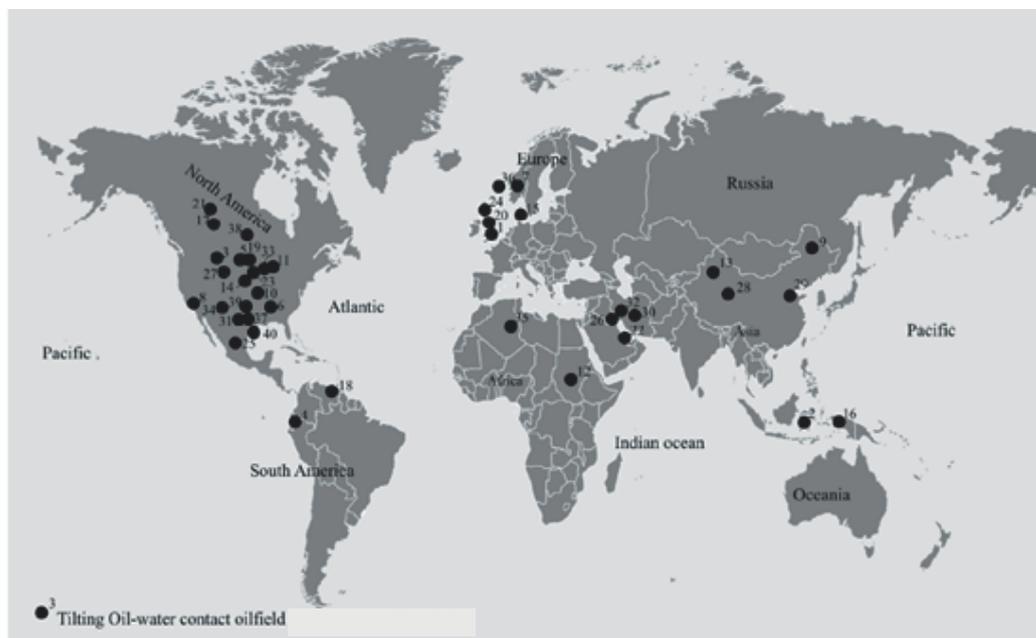
Характеристики распределения уровней контактов флюидов в залежах являются основой при разведке, разработке и оценке запасов углеводородов (УВ).

Классическая теория распределения в пласте флюидов заключается в том, что они контролируются разницей плотностей, причем УВ всегда находятся в верхней части резервуара, вода — подстилает резервуар,



Рис. 1. Примеры залежей с наклонными контактами и их распространение [3]

Fig. 1. Examples of tilted oil-water contact reservoirs and their distribution [3]



а контакт под гидростатическим давлением — идеально горизонтален. Но в реальных геологических условиях модель распределения флюидов и положение контактов могут оказаться более сложными, чем описанные в классической теории. На положение уровня водонефтяного контакта (ВНК) оказывает влияние значительное число различных факторов, таких как воздействие гидродинамики, неоднородность резервуара, тектонические движения и пр. Каждое месторождение нефти имеет свои уникальные геологические условия, тем самым создавая огромные различия характера распределения УВ в залежи.

Проведенные работы по изучению особенностей строения и нефтеносности отложений показали, что имеется значительное число примеров залежей с наличием наклонных поверхностей ВНК. В зарубежных публикациях приводятся примечательные примеры залежей с наклонными контактами на нефтяных месторождениях Персидского залива (Хабберт, 1967; Пелисье и др., 1980; Уэллс, 1987), Алжира (Chiarelli, 1978), на многих бассейнах Северной Америки (Berg et al., 1994; Moore, 1984), в Венесуэле (Hubbert, 1967), в Северном море (Megson, 1992; Thomasen, Jacobsen, 1994), в Китае (Huo Yonglu, 1989; Wang Zhixin, Zhang Yiwei, 2000) [1–3] (рис. 1). Имеются публикации о наклонных контактах УВ на Сахалине [4], в Восточной Сибири [5, 6]. Изучением залежей с наклонными контактами занимаются на территории Западной Сибири [7–15].

Проведенные работы по изучению особенностей строения и нефтеносности отложений показали, что для залежей характерно наличие наклонных поверхностей ВНК, при этом наиболее значимые

изменения уровня ВНК наблюдаются для крупных залежей [12, 13, 15].

Несмотря на то, что углы наклона поверхности ВНК невелики, в основном не превышают 2° , влияние на крупное месторождение с большой площадью нефтеносности может быть весьма значительным. В статье [1] рассмотрены примеры наклонных ВНК и значений углов наклона для различных нефтегазоносных бассейнов мира (рис. 2).

Аналогичная схема сопоставления значений углов наклона ВНК и градиентов выполнена для месторождений, расположенных на территории России (рис. 3, таблица). Часть информации взята из публикаций, посвященных изучению особенностей положения ВНК залежей. Остальная часть данных подготовлена авторами статьи по результатам создания моделей геологического строения залежей отдельных районов Западной Сибири. Так, в Широтном Приобье Западной Сибири проведены региональные работы с высокой степенью детализации, направленные на изучение особенностей строения и нефтеносности неокомского и юрского комплексов. Региональная карта поверхности ВНК пласта Ю₁ представлена на рис. 4.

Резервуар с наклонным ВНК имеет уникальный механизм образования. Существует много как отечественных, так и зарубежных исследований по характеристикам развития, распределения и механизмам образования наклонного ВНК. Различные варианты понимания механизма его распространения и формирования непосредственно влияют на определение типа залежи, ее геометрию, оценку запасов, а также на размещение скважин, оптимизацию разработки.

Рис. 2. Примеры наклонных ВНК и значений углов наклона для различных нефтегазоносных бассейнов мира [1]
Fig. 2. Global examples of hydrodynamically tilted oil-water contacts and their relative orders of magnitude [1]

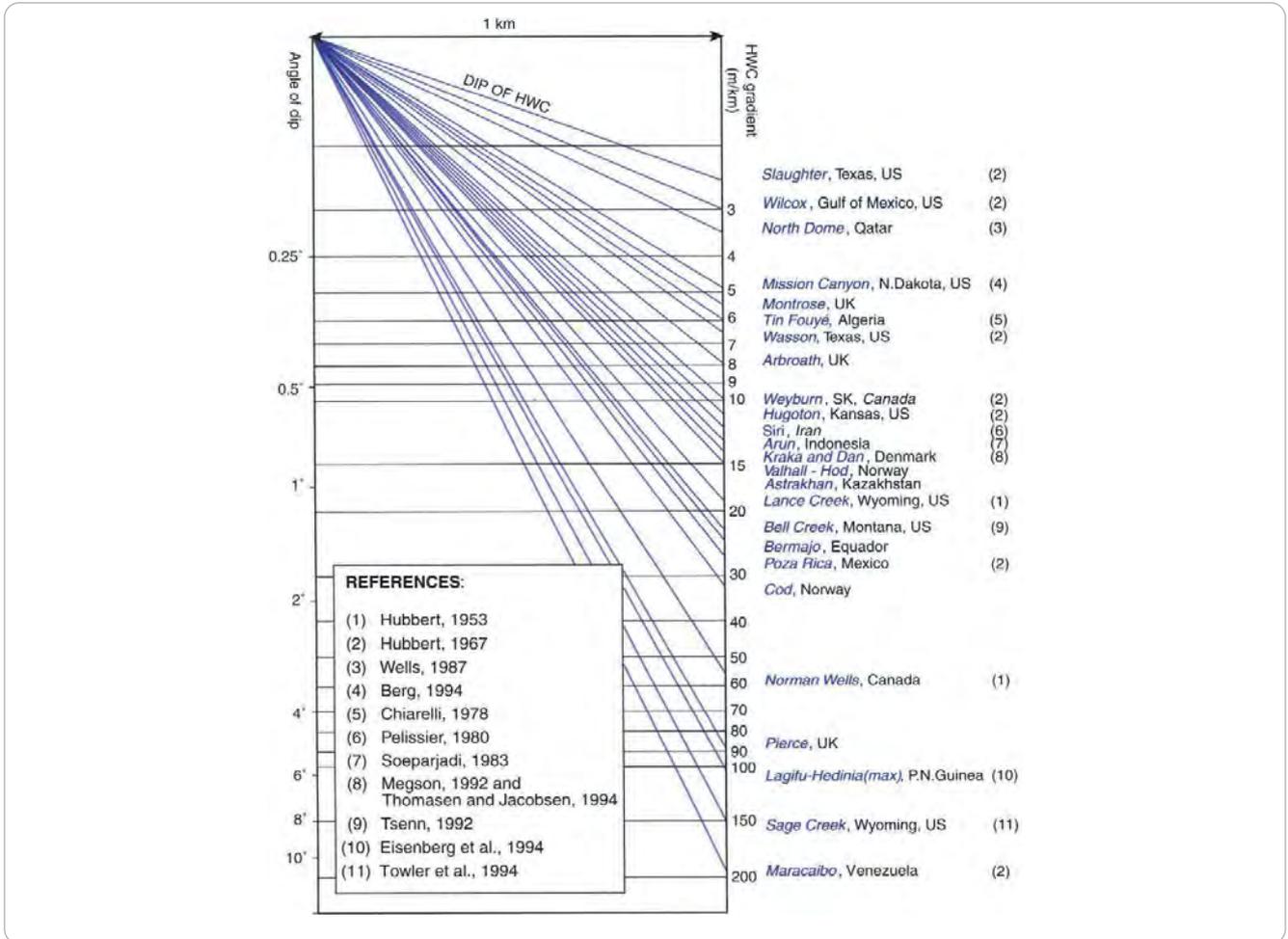


Рис. 3. Примеры наклонных ВНК и значений углов наклона на месторождениях России (см. таблицу)
Fig. 3. Russian examples of hydrodynamically tilted oil-water contacts and their relative orders of magnitude (see table)

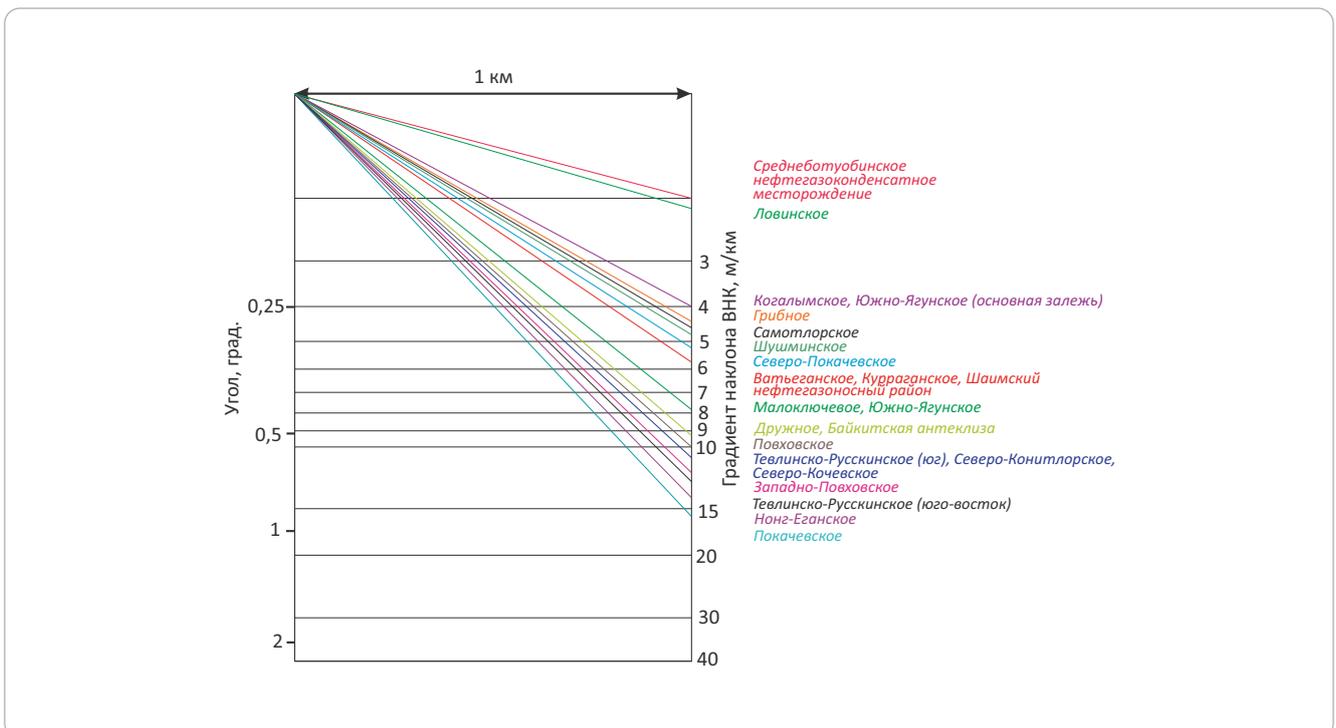




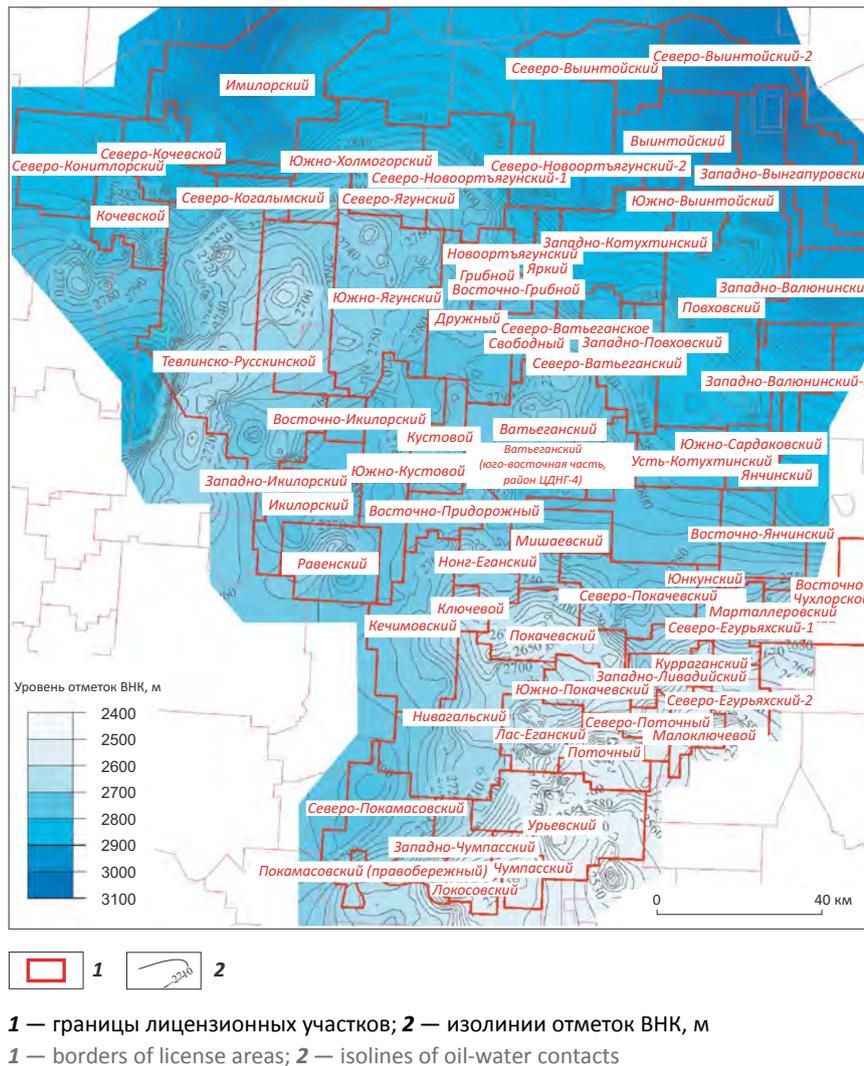
Таблица. Характеристика наклонных ВНК
Table. Characteristics of tilted oil-water contact

Номер	Месторождение	Страна, район	Пласт	Угол наклона ВНК, град.		Градиент наклона ВНК, м/км	Изменение отметок ВНК, м		Перепад отметок ВНК, м	Направление погружения	Основные причины наклона ВНК	Литературные источники
				средний	максимальный		минимум	максимум				
<i>Широтное Приобье</i>												
1	Ватъганское (основная залежь)	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,4	2,1	5,8	-2758	-2836	78	С-Ю	Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), палеотектоника	
2	Северо-Покачевское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,4	1,8	5,2	-2720	-2788	68	ЮВ-СЗ	Капиллярный барьер 1-го рода, наличие пропластков внутри резервуара, палеотектоника	
3	Малоклочное	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,45		7,9	-2540	-2602	62	СЗ-ЮВ	Капиллярный барьер, палеотектоника	
4	Грибное	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,25		4,4	-2763	-2811	48	СВ-ЮЗ	ФЕС, палеотектоника	
5	Основная залежь Восточно-Придорожное + Нонг-Еганское + Кечимовское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,69	4,6	5,6	-2697	-2792	95	В-З	ФЕС, палеотектоника	
6	Нонг-Еганское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,73	3,3	14,5	-2715	-2753	38	Ю-С	ФЕС, палеотектоника, вертикальная неоднородность	
7	Курраганское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,65	2,7	5,9	-2587	-2666	79	Ю-С	Капиллярный барьер, палеотектоника	
8	Покачевское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,57	3,7	15,5	-2627	-2720	93	Ю-С	ФЕС, палеотектоника	
9	Западно-Повховское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,59	3,6	12,1	-2800	-2839	39	3-В	ФЕС, палеотектоника	
10	Дружное	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,82	4,2	9,3	-2757	-2806	49	С-Ю и ЮЗ-ЮВ	ФЕС, палеотектоника	
11	Повховское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,63	3,2	10	-2835	-2888	53		ФЕС, палеотектоника	
12	Южно-Ягунское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,59	4,6	7,9	-2704	-2766	62	От центра на С-В и Ю-З	ФЕС, палеотектоника	

Номер	Месторождение	Страна, район	Пласт	Угол наклона ВНК, град.		Градиент наклона ВНК, м/км	Изменение отметок ВНК, м		Перепад отметок ВНК, м	Направление погружения	Основные причины наклона ВНК	Литературные источники
				средний	максимальный		минимум	максимум				
Широтное Приобье												
13	Основная залежь Южно-Ялуцкое	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,35	2,1	3,9	-2724	-2756	32		ФЕС, палеотектоника	
14	Тевлинско-Русскинское (юг)	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,74	6,3	10,9	-2660	-2760	100		ФЕС, капиллярные барьеры	
15	Тевлинско-Русскинское (юго-восток)	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,8	2,8	12,7	-2721	-2789	68		ФЕС, палеотектоника	
16	Северо-Конитлорское и Северо-Кочевское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,53	4,5	10,7	-2829	-2906	77		ФЕС, капиллярные барьеры	
17	Когалымское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,23		4	-2710	-2740	30		Капиллярный барьер 1-го рода, микroneоднородность продуктивного пласта, который возникает на стыках разнопоровых фаций	[16]
18	Самотлорское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁	0,26		4,5	-2303	-2507	204		Неоднородность, эпигенетические преобразования, тектонический фактор, неотектонические процессы	[8]
Шимский НГР				0,32			-1406... -1411	-2305	898	ЮЗ-СВ		
19	Ловинское	Россия, ХМАО	Ю ₆	0,12		2,1	-2130	-2165	35	ЮЗ-СВ	Региональный тренд ВНК, тектонические блоки	[11]
20	Шушимское месторождение	Россия, ХМАО	T ₁ и T ₂	0,28		4,8	-1840	-1933	93	3-В		
21	Среднеботубинское НГКМ	Россия, Восточная Сибирь, Мирнинский район Якутии	Ботубинский горизонт	0,11		2	-1564	-1580	16	СЗ-ЮВ	Неотектонические движения, в приконтактной зоне устанавливается нефтяной слой с повышенной вязкостью	[6]
22	Байкитская антеклиза (восточный склон)	Россия, Восточная Сибирь	Ванаварская свита	0,52		9,1	-2300	-2600	300		Многочисленные тектонические перестройки; вторичные изменения литологического состава и структуры пород, свидетельствующие о разрушении и неоднократном перестроении залежи	[5]
23	Ромашкинское нефтяное месторождение	Россия, Татарстан	C ₁ ВВ ₁₂ ² C ₁ ВВ ₁₃ ³ C ₁ ВВ ₁₄ ⁴						15		Природное обводнение продуктивных пластов, вызывающее изменение минерального скелета; зоны вторичных ВНК	[17]

Примечание. Цветом выделены расчетные значения по материалам из публикаций.


Рис. 4. Региональные изменения уровня ВНК залежей пласта Ю₁ в Широ́тном Приобье

Fig. 4. Regional changes of oil-water contacts of the J₁ formation deposits in the Shirotnoe Priobje region


В статье рассмотрены основные направления в изучении механизмов формирования залежей с наклонными контактами:

- 1) гидродинамическая активность;
- 2) геологическая неоднородность;
- 3) тектонические процессы.

Кроме того, образование наклонного ВНК вызвано эксплуатацией объекта. Также некоторые исследователи упоминали такие факторы, как вращение Земли (Stenger et al., 2001), землетрясения (Stenger et al., 2001), переменные плотности пластовых флюидов (Stenger et al., 2001), изменение силы тяжести Земли (Nie Changmou, 2005) и тепловой конвекции (Stenger, 1999, 2001), которые могли влиять на наклон контакта нефти и воды [3].

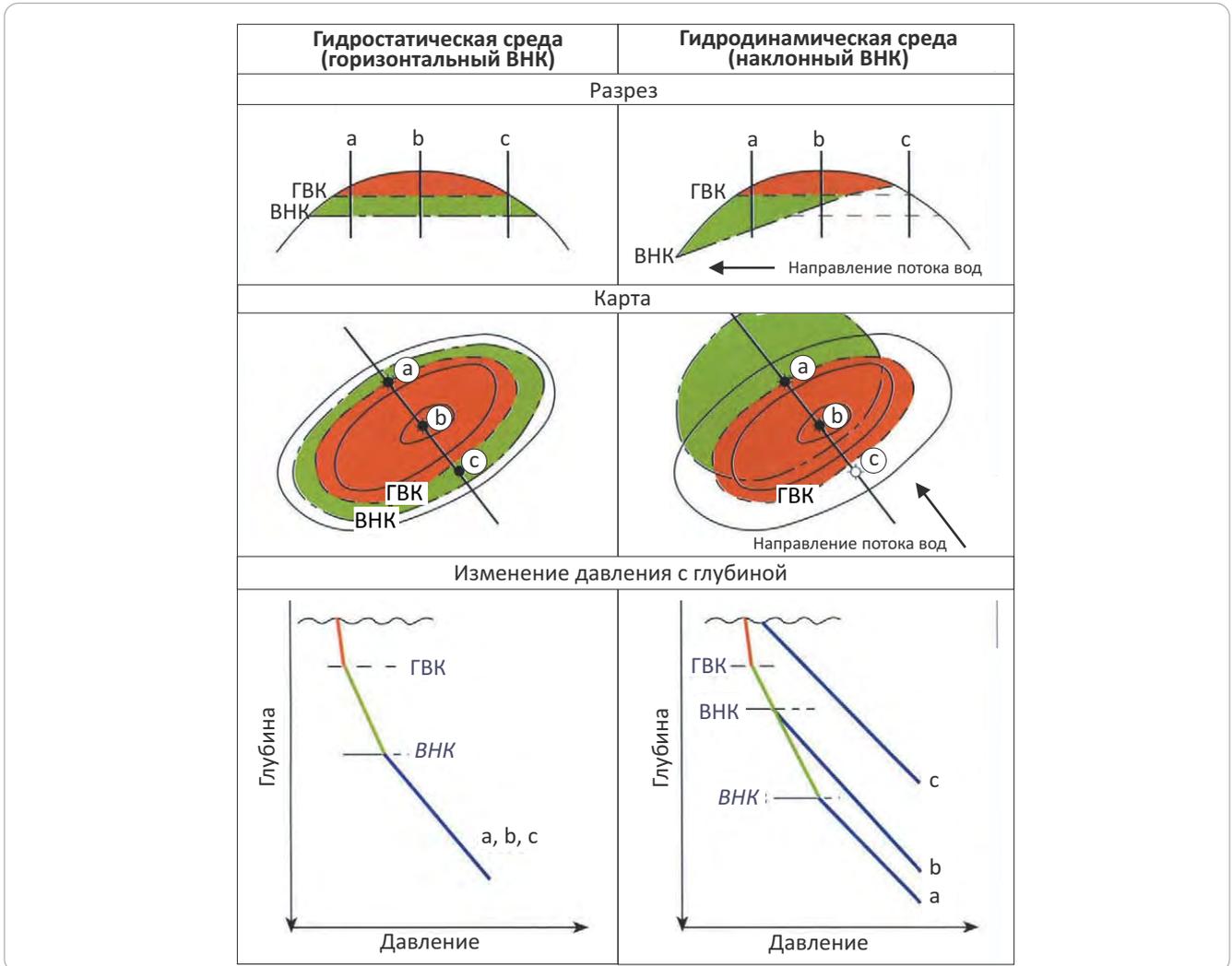
Гидродинамическая активность

Региональные площадные изменения пластовых давлений в пределах крупных горизонтов могут вызывать гидродинамическое течение пластовых вод, что также приводит к наклону ВНК залежей [1].

В 1951 г. У.Л. Рассел, рассматривая наклон контактов с позиций гидродинамических потоков, установил связь между направлением наклона, углом и изменением напора при движении воды [18]. В 1953 г. М.К. Хабберт опубликовал работу [2], в которой предложил концепцию флюидного потенциала недр, установил соответствующую формулу расчета, определил направление движения нефти, воды и газа на основе распределения флюидного потенциала и интерпретировал механизмы миграции и аккумуляции нефти и газа.

Гидродинамическая активность проявляется как движение пластовых вод через водоносный горизонт из области высоких энергий в область низких энергий. Если в гидростатической среде отсутствует латеральное движение пластовых вод, то в гидродинамически активной среде происходит перемещение флюидов за счет разницы давлений. Соответственно, колебания уровня свободной воды (УСВ) приводят к наклону контактов УВ (Hubbert, 1953; Frederick, 1989; Dahlberg, 1995).

Рис. 5. Влияние гидродинамического потока на скопления нефти и газа в залежи ([1], с дополнениями)
 Fig. 5. The effect of hydrodynamic behaviour on oil and gas accumulations ([1], with additions)



Основные принципы механизмов действия регионального напора пластовых вод на уровни контактов в залежах приведены на рис. 5 [1]. В гидродинамической среде (см. рис. 5 В) давление пластовых вод меняется в пределах месторождения, в то время как давление нефти и газа остается постоянным. Под напором пластовых вод контакты нефть – вода и газ–вода становятся наклонными. При этом наклон ГНК меньше, чем ВНК, из-за большей подвижности газа. Газонефтяной контакт остается практически горизонтальным, так как движения подстилающей нефтяной части отсутствуют – месторождение находится в гидродинамическом равновесии. Это происходит потому, что нефть контактирует с динамическим водоносным горизонтом, тогда как газ – только с нефтью, находящейся в статическом равновесии без изменений внутреннего давления.

Если поток пластовой воды в осадочном бассейне достаточно силен, то ВНК может отклоняться от горизонтального положения из-за создаваемого гидродинамического напряжения сдвига. В некоторых случаях нефть может накапливаться без закры-

тия ловушки, вне замкнутых изогипс. Постоянный поток пластовой воды через нефтеносные породы обычно приводит к биодеградации нефти и появлению асфальтенов, которые затем могут образовать смещенную относительно купола структуры залежь УВ – гидродинамическую ловушку [19].

Наклон поверхности раздела нефть – вода или газ–вода (рис. 6) в гидродинамических условиях рассчитывается по формуле (Hubbert, 1953)

$$\tan\theta = \frac{dz}{dx} = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} \frac{dh}{dx},$$

где dz/dx – изменение отметок уровня ВНК на единицу длины, что характеризует угол наклона поверхности раздела флюидов; ρ_w – плотность воды; ρ_o – плотность нефти (или газа); dh/dx – составляющая угла наклона потенциметрической поверхности воды в горизонтальном направлении x .

Гидродинамический наклон потока иначе может быть выражен как

$$\frac{dz}{dx} = \frac{dp/dx}{dp/dh_{(w-h)}},$$

где dz/dx — изменение ВНК на единицу длины; dp/dx — горизонтальная составляющая градиента давления в исследуемом горизонте (выражается как давление на единицу длины); $dp/dh_{(w-h)}$ — разница в вертикальном изменении давления между водно-насыщенным и нефтегазонасыщенным коллектором (в единицах давления на единицу высоты).

Следует отметить, что принцип гидродинамического напора пластовых вод применим для уровня свободной воды (как его еще называют — зеркало чистой воды (ЗЧВ)) и в меньшей степени отражает характер изменения уровня ВНК. Соотношение понятий ЗЧВ и ВНК проиллюстрированы на рис. 7 [1]. Превышение ВНК над ЗЧВ является функцией капиллярных сил внутри породы, в то время как ЗЧВ независим от них. Разница в отметках ВНК и ЗЧВ в хороших коллекторах минимальна, но при ухудшении свойств породы значительно увеличивается величина переходной зоны между ЗЧВ и ВНК. В хорошем коллекторе разница между ЗЧВ и ВНК обычно невелика (< 1 м), но в более неоднородных резервуарах с ухудшенными ФЭС разница может достигать десятков метров. Несмотря на это, одним из значимых факторов, влияющих на уровень ВНК, является положение соответствующего ЗЧВ. Основные сравнительные характеристики понятий ЗЧВ и ВНК приведены на рис. 8.

Гидродинамические принципы пластовых систем были подтверждены при выявлении многочисленных свидетельств наклонного ВНК в гидродинамических условиях и на сегодняшний день активно применяются для изучения механизмов формирования ловушек УВ с наклонными контактами флюидов. Описано значительное число примеров влияния регионального напора пластовых вод на распределение УВ в залежах. Большинство этих примеров приведено для бассейнов, где напор пластовых вод имеет направленное движение из приподнятых окраин к погруженной части бассейна (рис. 9) [1–3].

Вопросы, связанные с причинами появления гидродинамических потоков и возможных механизмов воздействия на них, рассмотрены и обобщены в работе [21]. Среди основных механизмов проявления гидродинамического напора пластовых вод в осадочных бассейнах авторы описывают:

- артезианский напор;
- уплотнение осадков (механическое и химическое);
- обезвоживание смектита;
- преобразование керогена в нефть;
- расширение при гидротермальных процессах;
- конвекционный напор.

К этому списку можно добавить и другие потенциально возможные механизмы воздействия на гидродинамический поток:

- тепловую генерацию газа;

- термический крекинг нефти на газ в глубоких пластах;

- растворение карбонатных пород под давлением (образование стилолитов).

Тем не менее относительная важность этих и других механизмов остается на сегодняшний день дискуссионной.

Еще раз отметим, что влияние гидродинамики на изменение ВНК в пределах отдельного месторождения не всегда может быть замечено. Однако при исследованиях на региональном уровне влияние градиентов гидродинамического напора становится очевидным.

Геологическая неоднородность

Как отмечает М.А. Жданов (1970), неоднородность присуща любой горной породе и исчезает лишь с исчезновением самой породы.

Под геологической неоднородностью понимают изменчивость литологических и физических свойств резервуара. Влияние неоднородности на распределение флюидов в объеме пласта чрезвычайно важно. При этом рассматривать взаимосвязь этих явлений можно с различных позиций в зависимости от иерархического уровня геологической неоднородности. Условно разделим подходы к изучению влияния неоднородности на положение межфлюидных контактов на два уровня.

1. Макронеоднородность связана с наличием глинистых прослоев и перемычек в составе пласта.

2. Микронеоднородность определяется составом и свойствами породы, структурой порового пространства, анизотропностью среды. Распределение флюидов контролируется капиллярными силами.

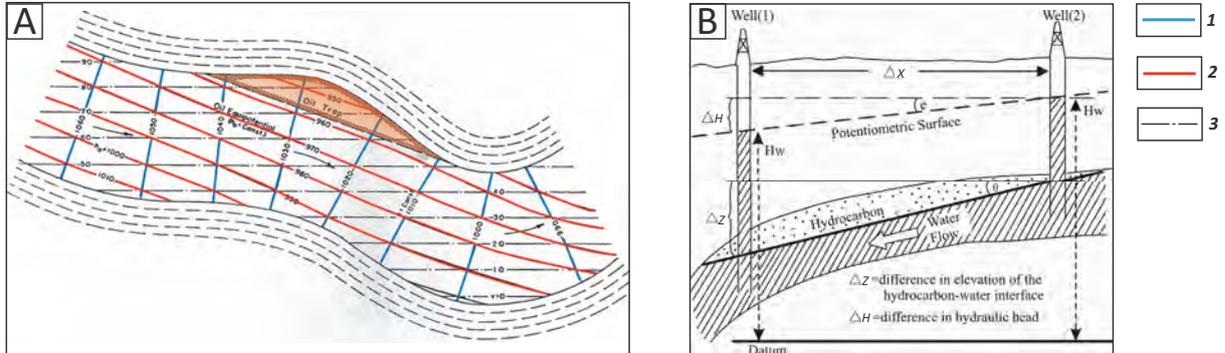
Влияние наличия непроницаемых и низкопроницаемых пропластков и прослоев в пределах резервуара обуславливает формирование пластовой неоднородности флюида и контролирует движение нефти и воды на разных уровнях (рис. 10). Границы распространения связанных резервуаров коллекторов и неколекторов можно установить в геологической модели и тем самым оценить участки залежи, в которых сказывается влияние этого фактора.

Число прослоев, их проницаемость, взаиморасположение в объеме пласта оказывают существенное влияние на положение ВНК.

Исследователи из Китая, изучая состояние разработки сложнопостроенных залежей, пришли к заключению, что наличие прослоев играет важную роль в вертикальной инфильтрации, оказывает определенное барьерное влияние на поток жидкости и может быть одной из основных причин формирования сложных водонефтяных систем [3]. Также на основании моделирования ими установлено, что в процессе разработки наличие прослоев влияет на время стабилизации системы, соответственно число и проводимость барьерных экранов увеличивает время наступления равновесия.

Рис. 6. Схема формирования гидродинамической ловушки (А) и соотношение углов наклона поверхности ВНК и потенциометрической поверхности регионального напора пластовых вод (В) [2, 20]

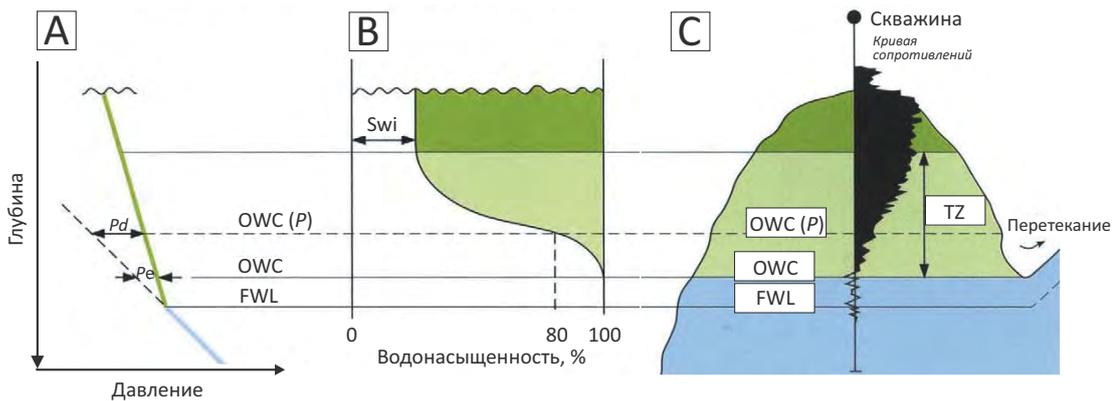
Fig. 6. Representing entrapment of oil under hydrodynamic conditions (A) and relation between tilted oil-water contact in hydrodynamic trap and slope of potentiometric surface (B) [2, 20]



1 — гидравлический уровень (h), 2 — эквипотенциальная поверхность; 3 — уровень глубин (z)
 1 — hydraulic level (h), 2 — equipotentials, 3 — depth level (z)

Рис. 7. Различие в понятиях УСВ (ЗЧВ) и ВНК ([1], с дополнениями)

Fig. 7. The distinction between “free-water level” and “oil-water contact” ([1], with additions)



А — давление, В — водонасыщенность, С — строение.

FWL — УСВ (ЗЧВ), OWC — ВНК, OWC(P) — промышленный ВНК, Swi — связанная вода, TZ — переходная зона, Pe — капиллярное давление входа — начало фильтрации нефти в поровое пространство, Pd — капиллярное давление вытеснения — нефть проникает в связанные поровые пространства

A — pressure, B — water saturation, C — structure.

FWL — free water level, OWC — oil water contact, OWC(P) — productive oil water contact, Swi — irreducible water saturation, TZ — transition zone, Pe — capillary entry pressure — oil begins to invade pore spaces, Pd — capillary displacement pressure — oil invades connected pore spaces

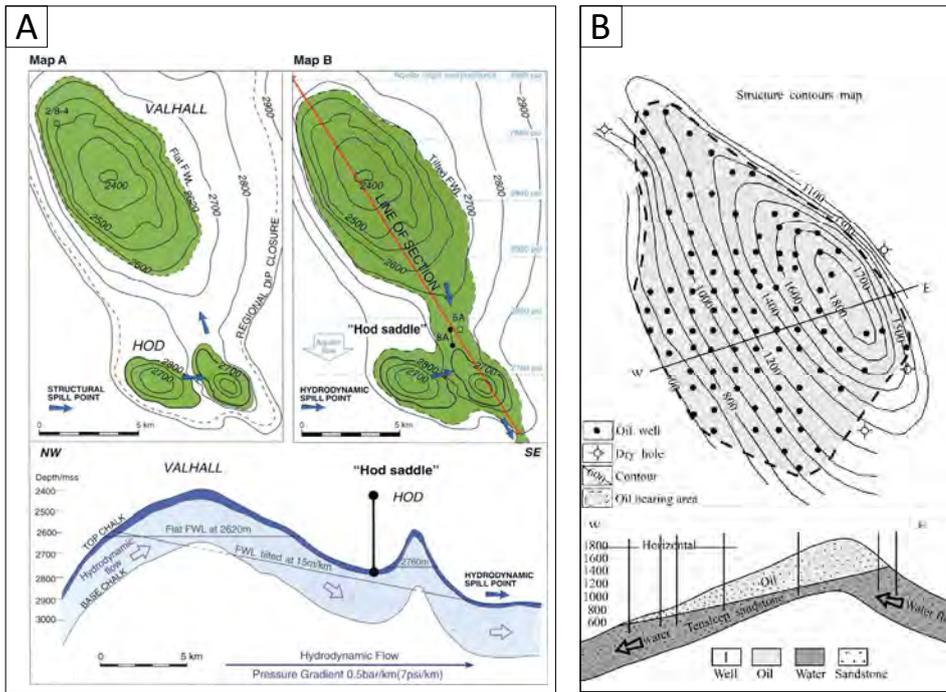
Рис. 8. Основные сравнительные характеристики понятий УСВ (ЗЧВ) и ВНК

Fig. 8. The main comparative characteristics of “free-water level” and “oil-water contact”

«Уровень свободной воды» (УСВ) или «зеркало чистой воды» (ЗЧВ)	Водонефтяной контакт (ВНК)
Определяется как точка нулевого капиллярного давления и не зависит от капиллярных сил	Высота подъема ВНК над УСВ/ЗЧВ является функцией капиллярных свойств системы
Определяется естественным равновесием УВ-скоплений внутри ловушки (например, точка перегиба структуры)	ВНК устанавливается у основания начального насыщения нефтью. Промышленный ВНК (П) определяется соответствующей петрофизической отсечкой по значению водонасыщенности
Влияние гидродинамического потока в горизонтах происходит на ЗЧВ непосредственно	Влияние гидродинамического потока на ВНК косвенное

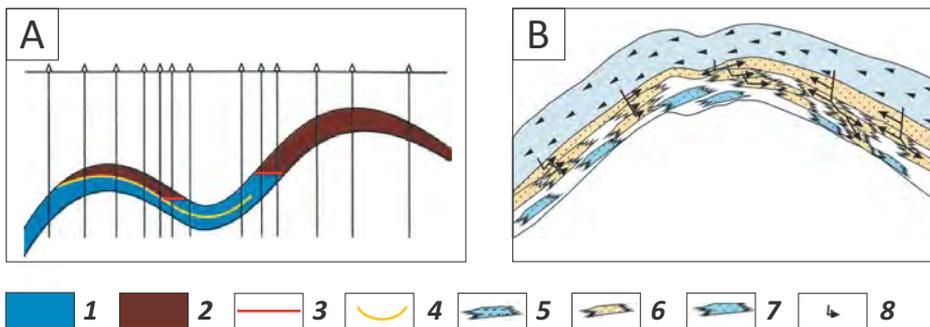
FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 9. Примеры месторождений с наклонными контактами в гидродинамически активных районах
Fig. 9. Examples of fields with tilted FWL in hydrodynamically active areas



A — месторождение Валлхолл (Valhall) на юге Северного моря в Норвегии [1], B — нефтяное месторождение Фрэнни (Frannie) в бассейне Бигхорн (BigHorn) штата Вайоминг в США [2, 3]
 A — Valhall/Hod field in the south of the North Sea in Norway [1]; B — Frannie oilfield in BigHorn basin of Wyoming in the USA [2, 3]

Рис. 10. Примеры влияния геологической неоднородности на уровень ВНК
Fig. 10. Examples of the influence of geological inhomogeneity on the level of OWC



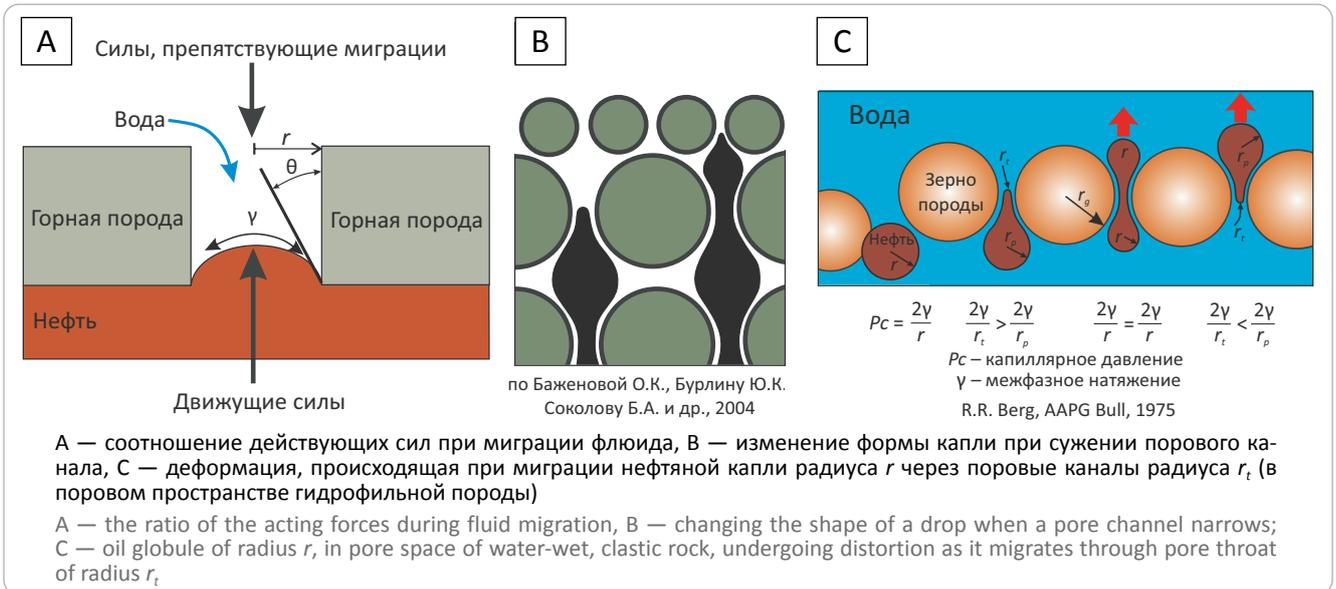
A — схематический профиль пласта ЮС₁¹ с разделением на зональные интервалы [9], B — принципиальная схема насыщения нефтью пласта Ю₁¹ [22]
 1 — вода; 2 — нефть; 3 — ВНК; 4 — капиллярный экран; 5 — баженовская свита (источник генерации УВ); коллекторы (6, 7): 6 — нефтенасыщенные, 7 — водонасыщенные; 8 — пути миграции УВ
 A — schematic cross-section of the JS₁¹ formation with division into zone [9] and B — schematic diagram of oil saturation of the J₁¹ formation [22]
 1 — water; 2 — oil; 3 — oil-water contact; 4 — capillary shield; 5 — Bazhenov formation (HC generation source); reservoirs (6, 7): 6 — oil-saturated, 7 — water-saturated; 8 — HC migration routes

Помимо наличия непроницаемых прослоев, в пределах одной и той же залежи может наблюдаться изменение ФЕС пород. Области с ухудшенными ФЕС обладают более высокими давлениями смещения, в результате чего увеличивается высота переходной зоны, а участки с лучшими свойства-

ми имеют меньшее капиллярное давление и более низкий уровень ВНК. Таким образом, в результате различий свойств резервуара появляется разница уровней ВНК.

Капиллярность — это свойство контактирующих поверхностей, определяющее характер их мо-

Рис. 11. Соотношение действующих сил при перемещении флюида по поровым каналам
Fig. 11. The ratio of the acting forces when the fluid moves through the pore channels



лекулярного, электрокинетического и электростатического взаимодействия в многофазной поровой среде.

Капиллярное давление — главный фактор сопротивления продвижению нефти и газа по водонасыщенному коллектору, а также основная аккумулирующая сила при экранировании залежей как породами-покрышками, так и латеральными экранами [7].

Многие исследователи для определения капиллярного давления в лабораторных условиях предлагают уравнение

$$P_c = \frac{2\gamma \cdot \cos\theta}{r},$$

где P_c — капиллярное давление (давление замещения, входа, МПа); γ — межфазное натяжение, Н/м; θ — угол смачивания (угол контакта нефть – вода, вода с твердой породой, град.); r — радиус порового канала, м.

Основная роль капиллярного давления при формировании залежей нефти и газа заключается в противодействии вторичной миграции УВ как по латерали, так и по вертикали. Для того чтобы обеспечить перемещение по порам, давление флюида (сила всплывания/архимедова сила) должно превысить капиллярное давление. Соотношение этих процессов схематично приведено на рис. 11.

На распределение флюидов в поровом пространстве важную роль играют следующие факторы.

1. Наличие однофазной или многофазной системы флюидов. Граница между двумя несмешивающимися жидкостями или жидкостью и газом обладает новыми свойствами. Эта граница называется «поверхностью раздела», а сила, действующая на поверхности раздела, известна как межфазное натяжение. Именно межфазное натяжение между несмешивающимися фазами в основном опреде-

ляет характер миграции многофазной системы флюидов.

2. Важным фактором, контролирующим движение флюидов, является смачиваемость стенок пор разными жидкими фазами — нефтью или водой. Гидрофильность и гидрофобность поверхности поровых каналов определяют знаки капиллярных давлений в контактирующих водной и УВ-фазах, т. е. направленность аккумулирующего действия капиллярной энергии. Кроме того, от характера смачиваемости зависит форма водо-, газонефтяного и газовойодяного контактов, а также проницаемость, значение показателя насыщения, обуславливающего количественное соотношение УВ и воды в поровом пространстве коллектора [7].

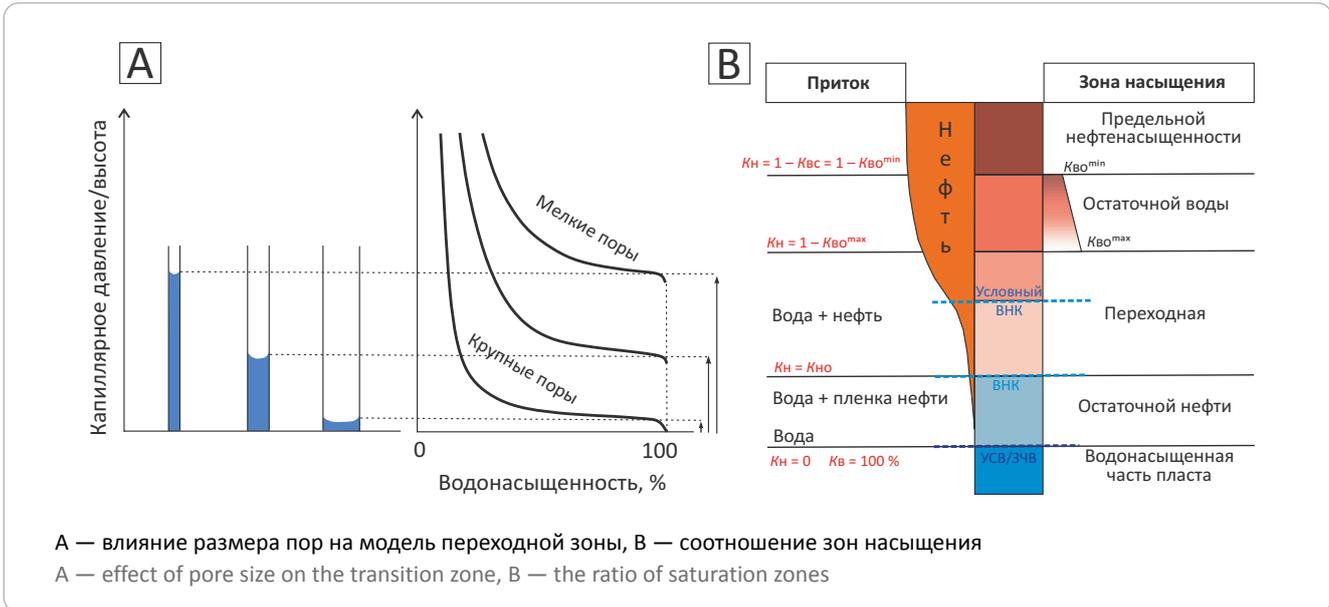
3. Структура порового пространства, в частности изменчивость размеров поровых каналов и межпоровых сужений, является основным геологическим условием для определения потока флюида, миграции и накопления УВ. Даже равные по объему поры могут иметь совершенно различную форму и, следовательно, радиусы поровых каналов. Изменение структуры порового пространства, смена направленности поровых каналов, в результате различных геологических процессов, определяет внутреннюю неоднородность.

Капиллярные силы в обеспечении равновесия залежей определяются соотношением капиллярное давление – насыщенность и зависят от ряда факторов:

- размера пор и их распределения;
- свойств насыщающих фаз и природы поверхности твердого тела, участвующих в этом процессе;
- порядка насыщения (дренирование/впитывание).

Уменьшение размера пор в общем случае приводит к увеличению переходной зоны (рис. 12).


Рис. 12. Модель переходной зоны и соотношение зон насыщения

Fig. 12. The model of the transition zone and the ratio of saturation zones


Область с плохими ФЕС породы будет иметь высокое давление вытеснения и значительную переходную зону, а область с хорошими свойствами, наоборот, будет характеризоваться низким давлением вытеснения и минимальной высотой переходной зоны.

Обоснование модели переходной зоны при построении адекватной модели нефтенасыщенности порового пространства залежи осуществляется по данным керна (капиллярометрия и относительные фазовые проницаемости) и ГИС.

Модель переходной зоны в общем виде должна учитывать:

- распределение гравитационно-капиллярных сил по высоте залежи и латерали;
- неоднородность структуры порового пространства коллектора;
- текстурную неоднородность пород и пласта;
- изменение минерализации пластовой воды от насыщения УВ;
- пластовые условия.

В монографии [7] Ю.Я. Большаковым подробно рассмотрены капиллярные явления и их влияние на нефтегазонасность. Нетрадиционные ловушки капиллярного типа, которым посвящено исследование, в значительной степени объясняют сложное распределение УВ в залежи. Капиллярные барьеры можно рассматривать как фактор обеспечения динамического равновесия в залежах со сложной поверхностью ВНК. В работе [7] рассмотрено два типа капиллярных барьеров для нетрадиционных капиллярно-экранированных залежей (рис. 13).

1. Капиллярные барьеры 1-го рода возникают на стыках разнопоровых фаций, т. е. определяется микрон неоднородностью пластов-коллекторов.

2. Капиллярные барьеры 2-го рода возникают вследствие изменчивости во времени межфазного натяжения. Межфазное натяжение на контакте воды и нефти является весьма чувствительной функцией температуры и увеличивается при ее снижении, вызывая тем самым повышение капиллярного давления. Происходящие после охлаждения тектонические деформации нефтегазонасных резервуаров и локальных ловушек уже не могут вызвать перетоки нефти и газа во вновь образовавшиеся антиклинальные и другие ловушки согласно принципу сообщающихся сосудов.

Таким образом, изучение капиллярных характеристик пород регионально нефтегазонасных пластов позволяет выявлять нетрадиционные капиллярно-экранированные залежи нефти и газа, находящиеся за пределами антиклинальных структур в современном структурном плане.

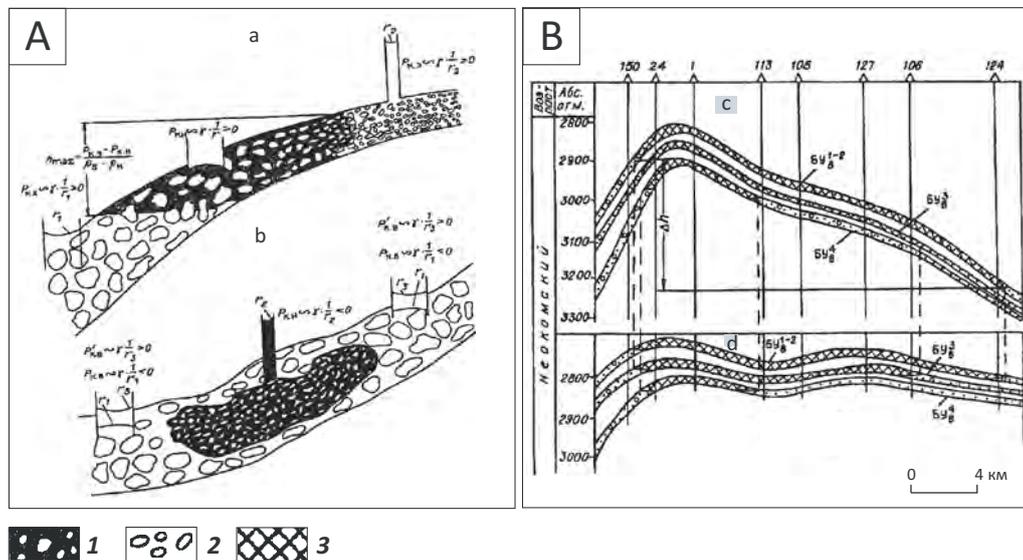
Для поисковых работ наиболее существенное значение имеют капиллярные барьеры 2-го рода, экранирующие постантиклинальные УВ-скопления. На формирование такого типа залежей оказывают влияние тектонические процессы, происходящие после формирования залежи.

Тектонические процессы

Существовавшие в ранние эпохи структуры и залежи со временем меняют свою геометрию, происходит смещение антиклинальных структур или полная перестройка структурного плана. Поскольку регулирование водонефтяной системы осуществляется медленнее, чем структурные изменения, то это приводит к наблюдаемым наклонам поверхности ВНК.

Для оценки влияния определяющей роли тектонических процессов на характер современного распределения нефти в залежах выполняется

Рис. 13. Капиллярные барьеры 1-го и 2-го рода [7]
Fig. 13. Capillary barriers of the 1st and 2nd kind [7]



А — схема аккумуляции УВ капиллярным барьером 1-го рода в гидрофильной (а) и гидрофобной (б) среде, В — профильный разрез пласта БУ₈ Ямбургского месторождения в современной структуре (с) и в позднекрейдовое время (d) $dh = 300$ м — разность уровней ГВК в пласте БУ₈

1 — нефть; 2 — вода; 3 — газ

A — scheme of oil accumulation by a capillary barrier of the 1st kind in a hydrophilic (a) and hydrophobic (b) surroundings, B — profile section of the BU₈ formation of the Yamburgsky field in the modern structure (c) and in the Late Cretaceous (d) (dh — the difference in the levels of GWC in the formation BU₈ = 300 m).

1 — oil; 2 — water; 3 — gas

палеотектонический анализ развития ловушек в различные периоды геологического времени.

Исследования включают:

- построение современных карт поверхности ВНК;
- геометризацию залежей;
- проведение корреляции разрезов скважин для определения границ залегания литолого-стратиграфических комплексов;
- анализ положения поверхности водонефтяного раздела на различных этапах тектонического развития.

Примеры проведения палеотектонического анализа для оценки характера изменения поверхности ВНК на различных этапах геологического времени представлены на рис. 14, 15.

Таким образом, тектонические изменения в развитии регионов и отдельных площадей оказывают прямое влияние на современное распределение нефти. Тектонические движения не прекращаются с образованием залежей нефти и газа, а происходят вплоть до настоящего времени. Более того, вертикальные перемещения осадочного чехла в периоды после возникновения залежей приводят к формированию наклонных поверхностей межфлюидных контактов.

Происходящие в дальнейшем неотектонические деформации нефтегазоносных пластов уже не могут вызвать перетоков нефти согласно принципу

сообщающихся сосудов, поскольку залежи УВ стабилизированы на участках первоначального нефтегазонакопления. Возникают капиллярные барьеры, которые являются следствием снижения пластовой температуры и связанного с этим повышения капиллярных давлений на ВНК. Барьеры предотвращают проникновение нефти через водонасыщенные породы, которые в прежних геотермических условиях характеризовались удовлетворительной для УВ проницаемостью.

Тектонические процессы в пределах даже одной площади могут менять эпицентр или направление движений во времени после формирования залежи. При этом происходят процессы стабилизации УВ-системы в ловушке за счет дифференциации по плотности пластовой воды и УВ. Скорость процесса нивелирования определяется такими факторами, как макро- и микронеоднородность строения пласта, структура порового пространства и ФЕС коллекторов, вязкость, плотность пластовых флюидов и, соответственно, соотношение фазовых проницаемостей. Значимость процессов нивелирования, в свою очередь, зависит от продолжительности периодов тектонической стабилизации [15].

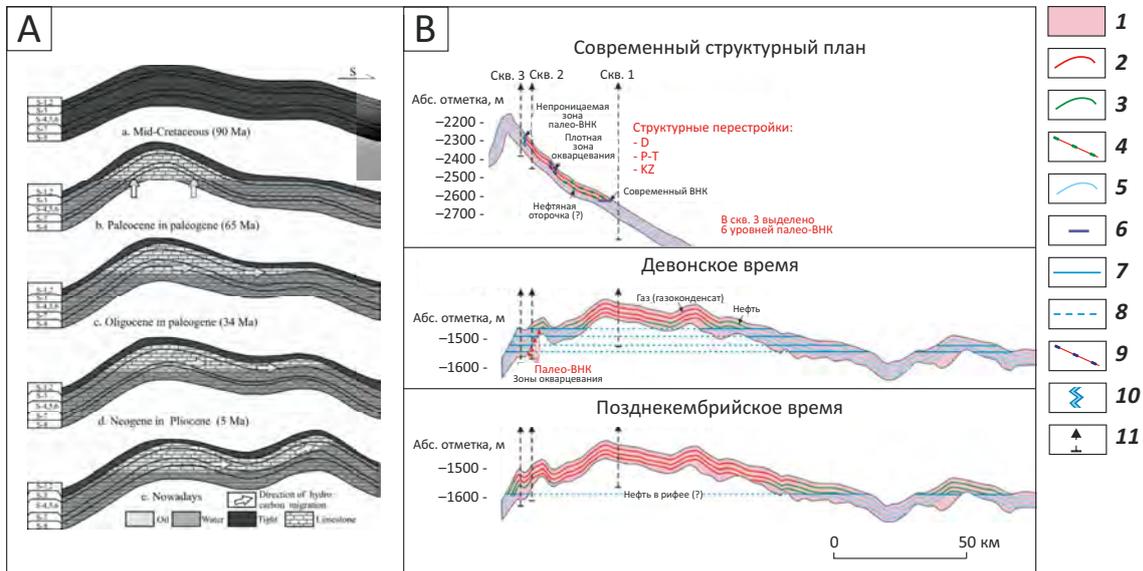
Выводы

Проведенные авторами статьи работы по изучению залежей с наклонными контактами УВ подтверждают результаты ряда исследований о влиянии гидродинамики флюидонасыщенной системы,



Рис. 14. Примеры проведения палеотектонического анализа для оценки характера изменения поверхности ВНК на различных этапах геологического времени

Fig. 14. Examples of paleotectonic analysis to assess the nature of OWC changes at different periods of geological time



A — эволюция резервуара формации Сарвак на нефтяном месторождении Южный Азадеган в Иране [20], B — модель формирования месторождения в терригенных отложениях ванаварской свиты [5].

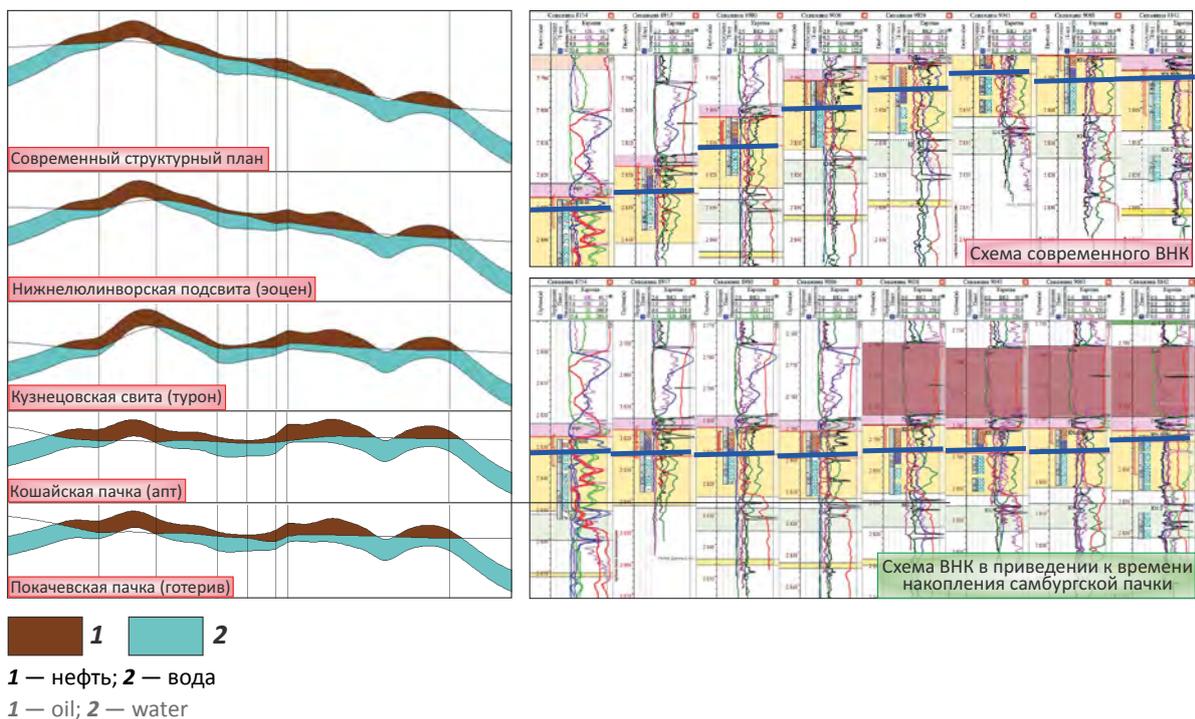
1 — ванаварская свита (венд); **насыщение (2, 3)**: **2** — газом, газоконденсатом, **3** — нефтью; **4** — нефтяная оторочка; **5** — вода; **6** — современный ВНК; **7** — палео-ВНК; **8** — возможный палео-ВНК; **9** — плотная зона окварцевания; **10** — непроницаемая зона окварцевания; **11** — скважина

A — reservoir evolution of the Sarvak formation in South Azadegan oilfield, Iran [20], B — model of deposit formation in terrigenous sediments of the Vanavar formation [5].

1 — Vanavara Formation (Vend); **saturation (2–3)**: **2** — gas, condensate, **3** — oil; **4** — oil rim; **5** — water; **6** — modern oil-water contact; **7** — palaeo oil-water contact; **8** — possible palaeo oil-water contact; **9** — dense zone of silicification; **10** — impermeable silicification zone; **11** — well

Рис. 15. Изменение положения ВНК залежи пласта ЮВ₁¹ Восточно-Придорожного месторождения во времени [15]

Fig. 15. Change in the OWC position of the JV₁¹ formation of the Vostochno-Pridorozhnoye deposit at different periods of geological time [15]



1 — нефть; **2** — вода
1 — oil; 2 — water

геологической неоднородности пласта, тектонических движений и капиллярных сил в неравномерном распределении УВ по высоте ловушки. При этом все эти процессы взаимосвязаны между собой. Так, неотектонические процессы влияют на изменение геометрии резервуара, а капиллярные силы препятствуют процессам нивелирования контакта. В случае наличия динамики флюида могут происходить изменения положения переходной зоны за счет перераспределения давления в направлении движения жидкости. Даже условно горизонтальные контакты имеют переходную зону насыщения.

Одновременно на месторождении могут проявляться сразу несколько механизмов воздействия на распределение УВ, причем в различных комбинациях для отдельных участков залежей в зависимости от конкретных геологических условий. Происходящие процессы в залежах являются посто-

янными, и авторы статьи, изучая месторождения, фиксируют лишь определенный этап в длительной истории развития резервуара и стабилизации УВ-системы.

Понимание механизмов формирования наклонных контактов УВ позволяет создавать модели с высокой прогностической значимостью, корректно решать задачу обоснования геометризации залежей со сложной поверхностью ВНК, что непосредственно влияет на оценку типа залежи, ее геометрию, величину запасов и ресурсов, на подходы к оценке и прогнозированию перспектив нефтеносности залежей, а также на размещение скважин, выбор оптимальной системы разработки. Это, в свою очередь, позволит минимизировать риски при обосновании технологических решений, планомерно реализовывать программу геолого-разведочных работ.

Литература

1. Hugh D., Baillie J., Holt T., Wessel-Berg D. Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea // NPF Conference (Haugesund, 1–14 сентября, 1998 г.).
2. Hubbert M.K. Entrapment of Petroleum under hydrodynamic conditions // AAPG Bulletin. – 1967. – Т. 41. – № 5. – С. 1954–2026.
3. Wang S., Zhang T., Zhou J., Hu Yu. A review of formation mechanism study on reservoirs with tilted oilwater contacts [Электронный ресурс] // Acta Geologica Sinica (English edition). – 2017. – Режим доступа: <http://www.geojournals.cn/dzxben/ch/index.aspx> 9 (дата обращения 05.08.2021 г.).
4. Хоштария В.Н., Мартын А.А., Дмитриев С.Е., Кирпичников А.В., Пятницкий Ю.И. Результаты геолого-разведочных работ ООО «Газпром геологоразведка» на восточном шельфе о-ва Сахалин (Охотское море) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 33–42.
5. Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы) // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 31–41. DOI: 10.18559/grs.2019.2.31-41.
6. Осипова М.В., Сивцев А.И. Наклонный водонефтяной контакт в ботубинском горизонте Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения как признак особенностей нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в пределах Непско-Ботубинской антеклизы // Нефтяная провинция. – 2019. – Т. 18. – № 2. – С. 1–24.
7. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции. – Новосибирск : Наука, 1995. – 184 с.
8. Грищенко М.А. Закономерности положения водонефтяных контактов продуктивных пластов Самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 6. – С. 35–40.
9. Мамашев Т.В., Ананченко А.С., Гроцкова Т.П. Анализ особенностей поведения водонефтяных контактов юрских залежей // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры : сборник докладов IX научно-практической конференции. – Т. 1. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2006.
10. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Скачек К.Г. О методике прогноза наклонных водонефтяных контактов с учетом капиллярно-гравитационной модели нефтегазоаккумуляции // Георесурсы. – 2011. – № 2. – Т. 38. – С. 15–16.
11. Савенко В.А., Раковская И.П., Аблязов А.С. Региональные особенности динамики осадконакопления юрских отложений и изменения уровней ВНК в северной части Шаимского района (Западная Сибирь) в свете дальнейших перспектив нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 20–26.
12. Сметанин А.Б., Лац С.А., Щергина Е.А., Белов Н.В., Шайхутдинов А.Н. Концептуальные модели и нефтеносность пласта Ю₁¹ на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Широком Приобье // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 10–17.
13. Сметанин А.Б., Лац С.А., Валеев Р.А., Щергина Е.А., Щергин В.Г. Результаты палеотектонических исследований в оценке нефтегазоносности сложнопостроенных залежей на примере месторождений Западной Сибири [Электронный ресурс] // Tyumen 2017 (EAGE). – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87706> (дата обращения 05.08.2021 г.). DOI: 10.3997/2214-4609.201700125.
14. Хромовских А.Ю. Природа наклонных водонефтяных контактов верхнеюрских нефтяных залежей Каймысовского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 130–133.
15. Щергина Е.А., Лац С.А., Щергин В.Г. О роли тектонических процессов в характере изменения межфазовых контактов юрских залежей [Электронный ресурс] // 3rd EAGE International Geoscience Conference Tyumen 2013 – New Geotechnology for the Old Oil Provinces (EAGE, EAGO, SEG). – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=67268> (дата обращения 05.08.2021 г.). DOI: 10.3997/2214-4609.20142742.
16. Большаков Ю.Я., Батыров Ю.В. Воздействие капиллярных сил на распределение воды и нефти в природных ловушках Когалымского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 25–30.

17. Шайдуллин И.А., Кринари Г.А. Смещение зон ВНК в отложениях бобриковского горизонта Татарстана: причины, механизмы и последствия // Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки. – 2011. – № 3. – С. 212–219.
18. William L. Russell. Principles of petroleum geology. – New York : Mc Graw-Hill, 1951.
19. *Hydrocarbon Traps* [Электронный ресурс] // Geology In. – Режим доступа: <https://www.geologyin.com/2014/12/hydrocarbon-traps.html?showComment=1524059083958> (дата обращения 05.08.2021 г.).
20. Du Y., Chen J., Xin J., Wang J., Li Y., Fu X. Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran // *Petroleum Science*. – 2016. – № 13. – С. 34–51. DOI: 10.1007/s12182-016-0077-6.
21. Bjørlykke K., Nøeg K. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins // *Marine and Petroleum Geology*. – 1997. – № 14. – Т. 3. – С. 267–276.
22. Дручин В.С., Панов С.Ф., Аржиловская Н.Г., Хлызов П.В., Музыченко А.А. Особенности геологического строения пласта Ю₁¹, влияющие на распределение нефтенасыщенности // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2014. – № 10. – С. 7–12.

References

1. Hugh D., Baillie J., Holt T., Wessel-Berg D. Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea. In: NPF Conference (Haugesund, 1–14 September 1998).
2. Hubbert M.K. Entrapment of Petroleum under hydrodynamic conditions. *AAPG Bulletin*. 1967;41(5):1954–2026.
3. Wang S., Zhang T., Zhou J., Hu Yu. A Review of Formation Mechanism Study on Reservoirs with Tilted Oilwater Contacts. ACTA GEOLOGICA SINICA (English Edition). 2017. Available at: <http://www.geojournals.cn/dzxben/ch/index.aspx> (accessed on 05.08.2021).
4. Khoshitariya V.N., Martyn A.A., Dmitriev S.E., Kirpichnikov A.V., Pyatnitskii Yu.I. The results of OOO "Gazprom geologorazvedka" geological exploration in the Sakhalin Eastern shelf (the Sea of Okhotsk). *Geologiya nefti i gaza*. 2016;2:33–42. In Russ.
5. Stupakova A.V., Khvedchuk I.I., Sautkin R.S., Korobova N.I., Sivkova E.D. Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit anticline eastern slope of the Siberian Platform). *Georesursy*. 2019;21(2): 31–41. DOI: 10.18599/grs.2019.2.31-41.
6. Osipova M.V., Sivtsev A.I. Naklonnyi vodonefnyanoi kontakt v botuobinskom gorizonte Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya kak priznak osobennosti neftegazoobrazovaniya i neftegazonakopleniya v predelakh Nepsko-Botuobinskoi anteklizy [Tilted oil-water contact in the Botuobinsky horizon of the Srednebotuobinskoe oil gas condensate field as an indication of peculiarities of oil and gas formation and accumulation in Nepsko-Botuobinskaya anticline]. *Neftyanaya provintsia*. 2019;2(18):1–24. In Russ.
7. Bol'shakov Yu.Ya. Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya [Theory of oil and gas accumulation capillarity]. Novosibirsk: Nauka; 1995. 184 p.
8. Grishchenko M.A. Zakonomernosti polozheniya vodonefnyanykh kontaktov produktivnykh plastov Samotlorskogo mestorozhdeniya [Patterns of the water-oil contacts position of the Samotlor field productive layers]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2008;(6): 35–40. In Russ.
9. Mamyashev T.V., Ananchenko A.S., Grotskova T.P. Analiz osobennosti povedeniya vodonefnyanykh kontaktov yurskikh zalezhei [Analysis of the behavioral features of oil-water contacts in Jurassic reservoirs]. In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KHMAO-Yugry. Sbornik dokladov IX nauchno-prakticheskoi konferentsii. V. 1. Khanty-Mansiisk: IzdatNaukaServis; 2006. In Russ.
10. Mikhailov V.N., Volkov Yu.A., Skachek K.G. Prediction method of the inclined oil-water contact based on capillary-gravity model of oil and gas accumulation. *Georesursy*. 2011;2(38): 15–16. In Russ.
11. Savenko V.A., Rakovskaya I.P., Ablyazov A.S. Regional'nye osobennosti dinamiki osadkonakopleniya yurskikh otlozhenii i izmeneniya urovnei VNK v severnoi chasti Shaimskogo raiona (Zapadnaya Sibir') v svete dal'neishikh perspektiv neftegazonosnosti [Regional features of the dynamics of Jurassic sedimentation and changes in the levels of water-oil contact in the northern part of the Shaimsky region (Western Siberia) in the light of future prospects for oil and gas potential]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(10):20–26. In Russ.
12. Smetanin A.B., Lats S.A., Shchergina E.A., Belov N.V., Shaikhutdinov A.N. Conceptual models and oil-bearing of Yu11 formation located in lс "Lukoil-Western Siberia" activity territory in latitude Priob. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2015;(9):10–17. In Russ.
13. Smetanin A.B., Lats S.A., Valeev R.A., Shchergina E.A., Shchergin V.G. The Results of the Research Assessment Paleotektonic Oil Deposits on the Example Featuring Deposits of Western Siberia. In: Tyumen 2017 (EAGE). Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87706> (accessed on 05.08.2021). DOI: 10.3997/2214-4609.201700125.
14. Khromovskikh A.Yu. Priroda naklonnykh vodonefnyanykh kontaktov verkhneyurskikh neftyanykh zalezhei Kaimysovskogo svoda [The nature of inclined oil-water contacts in the Upper Jurassic oil deposits of the Kaimyovsky arch]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2012;320(1):130–133. In Russ.
15. Shchergina E.A., Lats S.A., Shchergin V.G. O roli tektonicheskikh protsessov v kharaktere izmeneniya mezhfazovykh kontaktov yurskikh zalezhei [On the role of tectonic processes in the nature of changes in the interphase contacts of Jurassic deposits]. In: 3rd EAGE International Geoscience Conference Tyumen 2013 – New Geotechnology for the Old Oil Provinces (EAGE, EAGO, SEG). Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=67268> (accessed on 05.08.2021). DOI: 10.3997/2214-4609.20142742. In Russ.
16. Bol'shakov Yu.Ya., Batoryov Yu.V. Effect of capillary forces on water and oil distribution in natural traps of Kogalym field. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2016;(2):25–30.
17. Shaidullin I.A., Krinari G.A. Smeshchenie zon VNK v otlozheniyakh bobbrikovskogo gorizonta Tatarstana: prichiny, mekhanizmy i posledstviya [Displacement of water-oil contact zones in deposits of the Bobrikov horizon of Tatarstan: causes, mechanisms and consequences]. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*. 2011;(3):212–219.
18. Russell W.L.. Principles of petroleum geology. New York: Mc Graw-Hill; 1951.
19. *Hydrocarbon Traps*. GeologyIn. Available at: <https://www.geologyin.com/2014/12/hydrocarbon-traps.html?showComment=1524059083958> (accessed on 05.08.2021).

20. Du Y., Chen J., Xin J., Wang J., Li Y., Fu X. Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran. *Petroleum Science*. 2016;13(1):34–51. DOI: 10.1007/s12182-016-0077-6.

21. Bjørlykke K., Høeg K. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*. 1997;14(3):267–276.

22. Druchin V.S., Panov S.F., Arzhilovskaya N.G., Khlyzov P.V., Muzychenko A.A. Osobennosti geologicheskogo stroeniya plasta Yu11, vliyayushchie na raspredelenie neftenasyschennosti [Some specific features of Yu 11 formation that affect distribution of oil-saturation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(10):7–12. In Russ.

Информация об авторах

Щергина Елена Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПинефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143а
e-mail: ScherginaEA@tmn.lukoil.com
ORCID ID: 0000-0002-4514-3684

Сметанин Александр Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПинефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143а
e-mail: SmetaninAB@tmn.lukoil.com

Щергин Владимир Георгиевич

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
начальник управления

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПинефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143а
e-mail: ShcherginVG@tmn.lukoil.com

Information about authors

Elena A. Shchergina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch,
143a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: ScherginaEA@tmn.lukoil.com
ORCID ID: 0000-0002-4514-3684

Alexander B. Smetanin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch,
143a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: SmetaninAB@tmn.lukoil.com

Vladimir G. Shchergin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Assistant
professor, Head of Administration

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch,
143a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: ShcherginVG@tmn.lukoil.com