

Обоснование нефтенасыщенного объема залежи при подсчете запасов в коллекторах с низкими ФЕС

Галимов А.А.¹, Котенёв Ю.А.², Волошина А.А.², Токарева А.В.¹

¹Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия;

²Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
kaegkeg@mail.ru

Аннотация

В данной работе приведены результаты исследований по обоснованию нефтенасыщенного объема залежи, представленной низкопроницаемыми коллекторами, нефтенасыщенного пласта ЮС2 тюменской свиты на примере месторождения в пределах Салымского района Среднеобской нефтегазоносной области. Одним из основных параметров, характеризующих площадь и объем залежи, является подсчетный уровень. Подсчетный уровень — это контакт, разделяющий водонасыщенный разрез от продуктивного, который характеризует весь нефтенасыщенный объем порового пространства породы.

В залежах с низкопроницаемыми коллекторами часто проблематично достоверно определить нефтенасыщенный объем пород, ввиду наличия в таких объектах при испытании и эксплуатации только нефтеводонасыщенных притоков как в сводовой, так и в присклоновой части залежи, без однофазного притока пластовой воды. В связи с этим для выполнения подсчета запасов в таких объектах принимается условный подсчетный уровень (УПУ) по наиболее низкой установленной отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора либо по подошве интервала перфорации. При этом объем порового пространства ниже принимаемого контакта в подсчет запасов не включается даже при условии отсутствия однофазного притока пластовой воды.

В ходе анализа — геолого-геофизического, петрофизического и данных эксплуатации — были получены результаты, показывающие, что залежи, сложенные низкопроницаемыми коллекторами, представляют собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода без водонефтяного контакта.

Материалы и методы

Данные о геологическом строении пласта, включая модель осадконакопления, внутрипластовую корреляцию и распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Данные об эксплуатации добывающих скважин. Детализация геологического строения, определение характерных особенностей разреза пласта.

Ключевые слова

подсчет запасов, тюменская свита, ачимовская толща, низкопроницаемые коллекторы, подсчетный уровень, УПУ, геофизические исследования скважин, водонефтяной контакт

Авторы выражают благодарность к.г.-м.н. Александру Владимировичу Соколову за оказанную помощь и ценные советы при написании настоящей статьи.

Для цитирования

Галимов А.А., Котенёв Ю.А., Волошина А.А., Токарева А.В. Обоснование нефтенасыщенного объема залежи при подсчете запасов в коллекторах с низкими ФЕС // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 20–25. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-20-25

Поступила в редакцию: 02.05.2024

GEOLOGY

UDC 550.8.01 | Original Paper

Justification of the oil-saturated volume of the deposit when calculating reserves in reservoirs with low FCP

Galimov A.A.¹, Kotenev Yu.A.², Voloshina A.A.², Tokareva A.V.¹

¹Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Ufa University of Science and Technology», Ufa, Russia;

²Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Ufa state petroleum technological university», Ufa, Russia
kaegkeg@mail.ru

Abstract

This paper presents the results of research on the substantiation of the oil-saturated volume of the deposit, represented by low-permeability reservoirs, of the oil-saturated reservoir of the US2 Tyumen formation, using the example of a field within the Salymsky district of the Sredneobskaya oil and gas region. One of the main parameters characterizing the area and volume of the deposit is the calculation level. The reference level is the contact separating the water-saturated section from the productive one, which characterizes the entire oil-saturated volume of the pore space of the rock.

In deposits with low-permeability reservoirs, it is often problematic to reliably determine the oil-saturated volume of rocks, due to the presence of only oil-saturated tributaries in such facilities during testing and operation, both in the arch and in the slope part of the deposit, without a single-phase inflow of reservoir water. In this regard, to perform the calculation of reserves in such facilities, a conditional calculation level (CCL) is taken according to the lowest established mark of the sole of the oil-saturated reservoir, or according to the sole of the perforation interval. At the same time, the volume of the pore space below the received contact is not included in the calculation of reserves, even if there is no single-phase inflow of reservoir water.

During the analysis of geological, geophysical, petrophysical and operational data, results were obtained showing that deposits composed of low-permeability reservoirs represent a mixed hydrodynamic oil-water system, without oil-water contact.

Materials and methods

Data on the geological structure of the formation, including the sedimentation model, intra-stratum correlation and distribution of filtration and reservoir properties by area and section. Data on the operation of producing wells. Detailing the geological structure, determining the characteristic features of the formation section.

For citation

Galimov A.A., Kotenev Yu.A., Voloshina A.A., Tokareva A.V. Justification of the oil-saturated volume of the deposit when calculating reserves in reservoirs with low FCP. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 20–25. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-20-25

Received: 02.05.2024

Keywords

reserves calculation, tyumen formation, achimov formation, low-permeability reservoirs, counting level, CCL, geophysical studies of wells, oil and water contact

Введение

Залежи с низкопроницаемыми породами-коллекторами на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) в основном представлены в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты. Изучение данных отложений ведется с момента открытия первых месторождений на территории Широного Приобья в 1962 году [1–2].

На сегодняшний день, при текущих технологических и экономических условиях, ввиду сложной внутренней расчлененной и изменчивой структуры, влияющей на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), добыча углеводородного сырья (УВС) из низкопроницаемых коллекторов часто является экономически нерентабельной. Показатель экономической нерентабельности объединяет различные геолого-технические параметры, такие как высоковязкие или высокосернистые нефти,

остаточные обводненные запасы, залежи, удаленные от существующих центров нефтегазодобычи, и залежи с низкопроницаемыми породами-коллекторами, в группу трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

Впервые наиболее полная классификация ТРИЗ была предложена в 1994 году Н.Н. Лисовским и Э.М. Халимовым. Для сложнопостроенных низкопроницаемых пород-коллекторов она основывалась на граничных значениях основных геологических и технологических параметров [3].

Ввиду высокой выработанности вышезалегающих отложений, в целях необходимости восполнения ресурсной базы и поддержания добычи на целевом уровне, отложения тюменской свиты и ачимовской толщи активно вводятся в разработку. Однако, в силу геологических особенностей в целом, рассматриваемые продуктивные пласты

практически по всем геолого-геофизическим характеристикам имеют ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства по сравнению с вышезалегающими прибрежно-морскими отложениями:

- продуктивные пласты залегают на глубине ~2 700–4 000 м и приурочены к фациально изменчивым глубоководным конусам выноса, прибрежно-морским и континентальным отложениям, что вносит дополнительную неопределенность в распространение коллектора и повышает затраты на бурение, тем самым снижая рентабельность;
- большинство залежей УВС приурочены к структурным ловушкам, а остальные к неструктурным, в том числе комбинированным;
- породы-коллекторы характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой расчлененностью по разрезу и изменчивостью по латерали, что не позволяет достоверно определить водонефтяной контакт (ВНК) в данных отложениях, ввиду наличия только смешанных нефтеводонасыщенных притоков в различных соотношениях.

В сочетании вышеперечисленные факторы в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты значительно осложняют добычу и не позволяют поддерживать ее в длительной перспективе.

Для выполнения подсчета запасов используют два основных подсчетных уровня: водонефтяной или газовой, определяемые по результатам фактических притоков нефти/газа и воды, и условный подсчетный уровень, принимаемый по подошве последнего продуктивного прослоя, определяемого по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) или по подошве перфорации. Залежи однородных по составу и строению пластов, в отличие от залежей неоднородных пластов, в своем разрезе характеризуются следующими подзонами [4]:

- зона предельного нефтенасыщения, характеризующаяся максимальными значениями коэффициента нефтенасыщенности и безводными притоками нефти при испытании;
- переходная зона, зона двухфазного течения, при испытании которой получают приток нефти с водой в различных пропорциях;
- зона остаточной нефтенасыщенности, где происходит снижение коэффициента нефтенасыщенности до величины остаточной, где нефть находится в неподвижном состоянии, при испытании которой получают приток пластовой воды.

Залежи, в которых процесс гравитационного распределения нефти и воды еще не завершен, характеризуются наличием

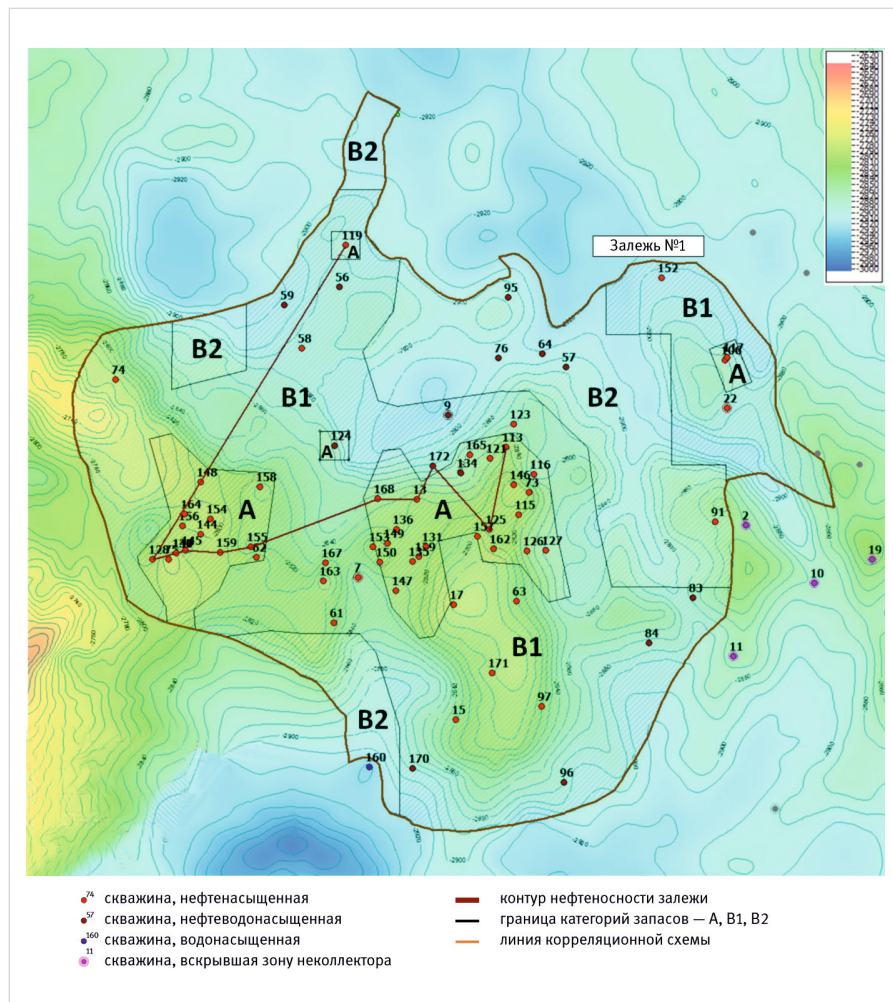


Рис. 1. Карта кровли коллектора пласта ЮС2

Fig. 1. Map of the roof of the reservoir of the US2 formation

дополнительной недонасыщенной зоны, между предельно нефтенасыщенной и переходной зоной. При испытании этой зоны получают однофазные притоки нефти, при нарушении технологий испытаний — притоки нефти с водой. Это показывает, что и в залежах однородных пластов, в которых процесс гравитационного распределения нефти и воды еще не завершен, есть смешанные

нефтеводонасыщенные зоны, но отличные от переходной зоны соотношением нефти и воды. Однако в таких объектах всегда есть уровень, ниже которого залежь водонасыщенная [5].

По опыту выполнения авторами работ по подсчету запасов, в залежах с низкопроницаемыми породами-коллекторами часто подсчетный уровень принимается как

условный: по подошве нефтенасыщенного коллектора либо по подошве интервала перфорации, где были получены притоки УВС [8]. В таких залежах, вследствие отсутствия ниже принимаемого уровня достоверно водонасыщенных прослоев по РИГИС, ввиду сложно-построенных и расчлененных коллекторов, а главное отсутствия интервалов перфорации с притоком чистой пластовой воды, принимается условный подсчетный уровень: объем коллектора, ниже которого не относится к продуктивному и не включается в подсчет запасов. При этом в таких объектах были получены только нефтеводонасыщенные притоки как по результатам испытаний, так и по данным эксплуатации на различных гипсометрических отметках в сводовой и в при-склоновой части. Такая смешанная нефтеводонасыщенная система в низкопроницаемых породах представляет собой аналог переходной зоны в залежах однородных пластов, но представленная для всего резервуара, а не только ее части.

Согласно Государственному балансу полезных ископаемых Российской Федерации, на долю низкопроницаемых коллекторов приходится 26 % от всех запасов. На территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры в отложениях тюменской свиты за период 2015–2022 гг. увеличение добычи составило +13 млн т (+56,2 %) с 23 до 36 млн т. За аналогичный период увеличение добычи в ачимовской толще составило +4 млн т (12,1 %) с 33 до 37 млн т [6, 7].

Все вышесказанное показывает необходимость дальнейшего изучения залежей с низкопроницаемыми коллекторами для построения достоверных геологических моделей и подсчета запасов в данных отложениях.

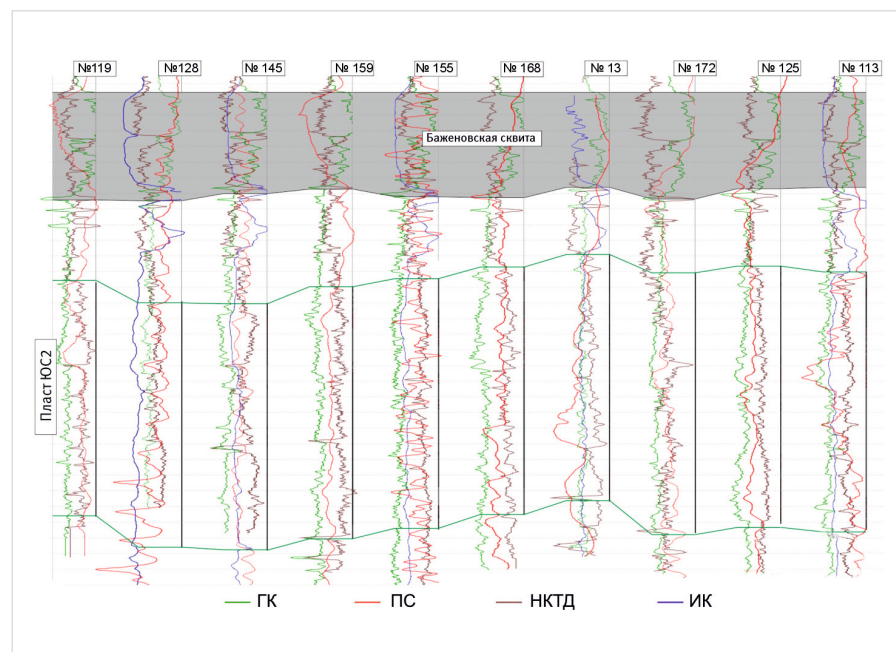


Рис. 2. Корреляционная схема пласта ЮС2 с выравниванием на кровлю баженовской свиты
Fig. 2. Correlation diagram of the US2 formation, with alignment to the roof of the Bazhenov formation

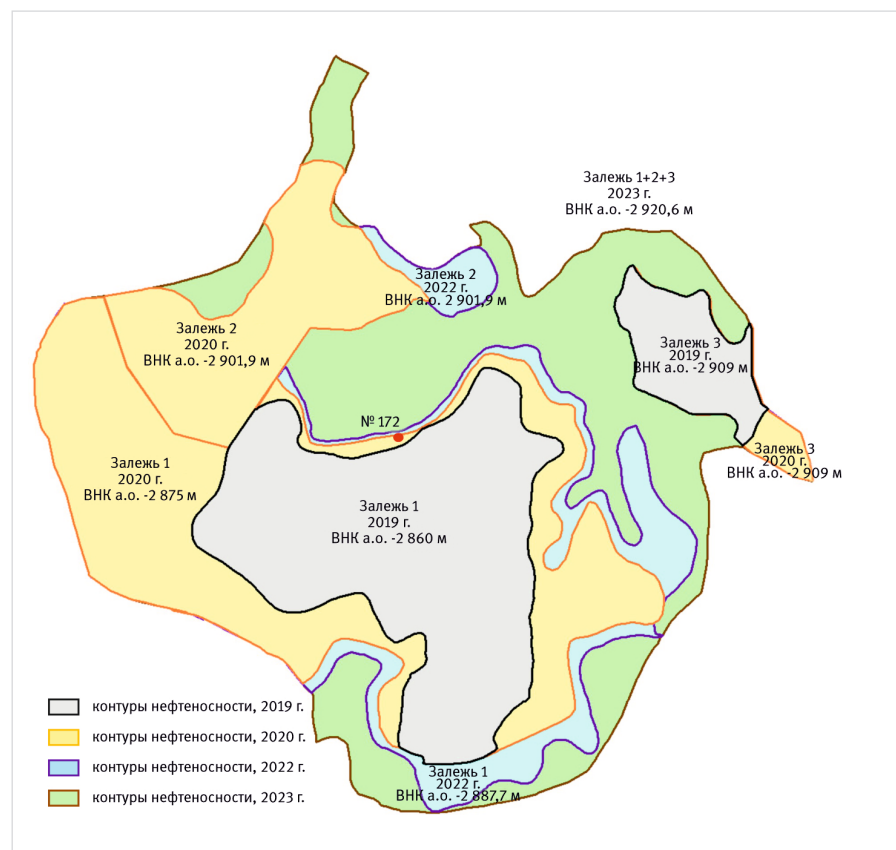


Рис. 3. Схема эволюции залежи №1 в период 2019–2023 гг.
Fig. 3. The scheme of the evolution of deposit №1 in the period 2019–2023

Объект исследований

Рассматриваемая залежь №1 пласта ЮС2 тюменской свиты малышевского горизонта приурочена к нефтяному месторождению в пределах Салымского района Среднеобской нефтегазоносной области (рис. 1).

Пласт представлен отложениями континентального типа, аллювиальным комплексом фаций. Коллекторы пласта характеризуются низкими ФЕС, высокой степенью неоднородности, изменчивостью по площади и разрезу (рис. 2).

Согласно определению показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, изучаемая залежь представлена низкопроницаемыми коллекторами менее 2 мД. Объект ЮС2 введен в промышленную разработку в 2020 году.

На момент открытия залежь №1 имела совершенно иную конфигурацию, она включала отдельные самостоятельные залежи со своими подсчетными уровнями (рис. 3). По мере появления и учета новой геолого-геофизической информации, геологическая модель уточнялась. Ключевым здесь является то, что абсолютная отметка подсчетного уровня — с каждым новым проектом, главным образом ввиду новых данных, полученных в результате перфорации и эксплуатации, — принималась ниже ранее представленной.

Таким образом, в 2019 году подсчетный уровень принимался на абсолютной отметке (а. о.) -2 860,0 м, тогда как в 2023 году все залежи были объединены в единую залежь №1 с УПУ по подошве нефтенасыщенного прослоя скважины №172 а. о. -2 920,6 м, что ниже на 60,6 м относительно 2019 года (рис. 3). Данное обстоятельство показывает, что ранее только часть продуктивного разреза

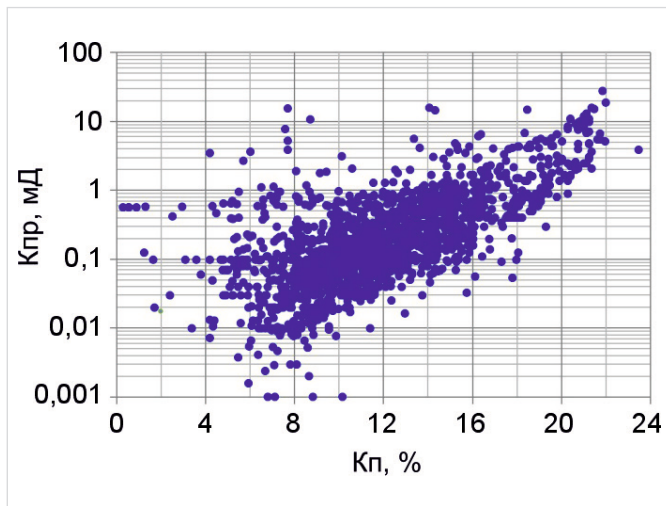


Рис. 4. Кросс-плот сопоставления петрофизических параметров K_p/K_{pr} пласта ЮС2

Fig. 4. Cross-plot comparison of petrophysical parameters of K_p/K_{pr} of the US2 formation

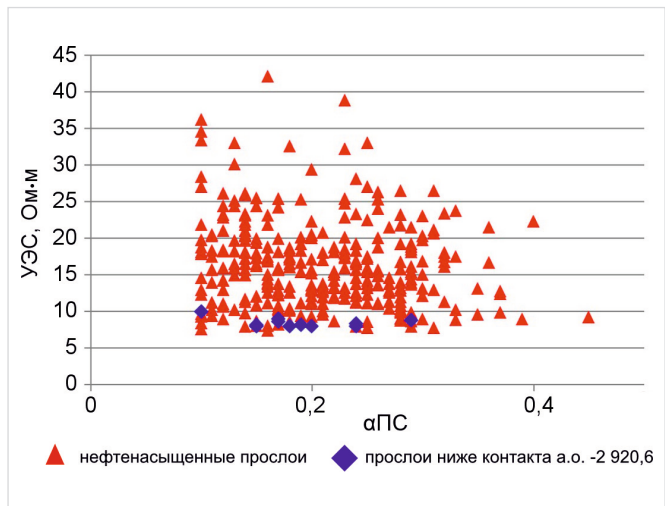


Рис. 5. Сопоставление геофизических параметров ρ и I_γ по прослоям залежи № 1 пласта ЮС2

Fig. 5. Comparison of the geophysical parameters ρ and I_γ by the interlayers of reservoir No 1 of the US2 formation

от достоверно нефтенасыщенного учитывалась при подсчете запасов УВС.

Анализ удельных электрических сопротивлений (УЭС) прослоев и их проницаемости в зависимости от высоты

Как было отмечено ранее, авторы в своих работах неоднократно сталкивались с таким «феноменом», как отсутствие водонефтяного контакта в низкопроницаемых породах-коллекторах. Данную особенность можно объяснить тем, что залежи с низкопроницаемыми породами-коллекторами представляют собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода, ввиду низких фильтрационно-емкостных свойств, высокой степени разложенности по разрезу и изменчивости по латерали.

Для обоснования отсутствия водонефтяного контакта в исследуемой залежи с низкопроницаемыми коллекторами пласта ЮС2 были рассмотрены основные петрофизические характеристики и зависимости.

Петрофизические зависимости построены на основе собственных керновых

исследований. На рисунке 4 представлена петрофизическая зависимость проницаемости от пористости $K_{pr} = f(K_p)$. Как видно из зависимости, проницаемость по керну низкая, в основном менее 2 мД.

Далее была получена зависимость $\rho = f(I_\gamma)$ по прослоям залежи № 1. Как видно из зависимости, прослой ниже контакта а. о. -2 920,6 м находятся в той же области, как и доказанные данными эксплуатации нефтенасыщенные прослой, что позволяет предположить продуктивность данного интервала (рис. 5).

Для сравнительного анализа были получены зависимости удельных электрических сопротивлений прослоев и их проницаемости в зависимости от высоты для залежи пласта АС7 и залежи № 1 пласта ЮС2 изучаемого месторождения.

Залежь пласта АС7 представлена фациями дельтовой системы (фронт дельты), которые характеризуются улучшенными ФЕС коллекторов. ВНК по залежи принят на а. о. -1 978,0 м, граничные значения УЭС составляют 6,8–7,6 Ом·м, средняя проницаемость по залежи составляет 195,0 мД. Также

отметим, что песчаные прослой составляют мощные монолитные коллекторы (4–15 м), что в первую очередь положительно отражается на проницаемости и соответственно отражается на скорости выравнивания гидродинамической системы нефть-вода, вследствие чего мы наблюдаем практически горизонтальный контакт по разрезу.

В зависимости УЭС прослоев и их проницаемости от высоты, использовались все скважины в пределах залежи пласта АС7 (рис. 6). Так, на уровне а. о. -1 978,0 м наблюдается резкое увеличение УЭС вверх по разрезу, характеризующее водонефтяной контакт залежи, тогда как проницаемость от высоты не зависит.

Аналогичные зависимости были получены для залежи № 1 пласта ЮС2 (рис. 7). Средняя проницаемость по залежи составляет 0,9 мД. Как видно, зависимости проницаемости от высоты, как и для залежи пласта АС7, нет. Также нет зависимости УЭС прослоев от высоты на уровне а. о. -2 920,6 м, тогда как по залежи пласта АС7 есть корреляция, характеризующая водонефтяной контакт.



Рис. 6. Зависимость УЭС прослоев и их проницаемости от высоты (залежь пласта АС7)

Fig. 6. Dependence of UES of interlayers and their permeability on height (AS7 reservoir)

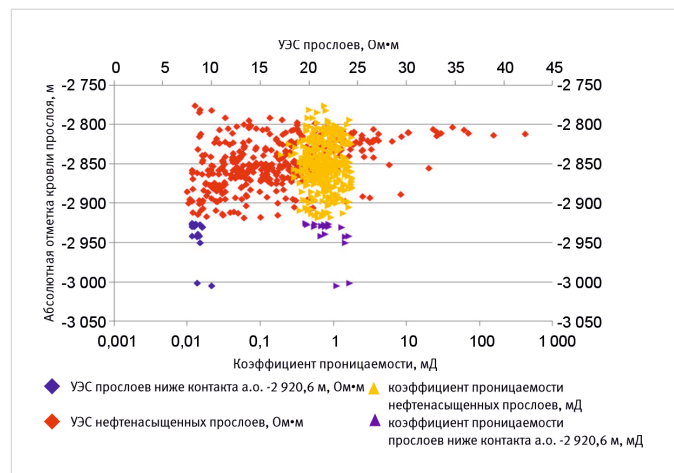


Рис. 7. Зависимость УЭС прослоев и их проницаемости от высоты (залежь № 1 пласта ЮС2)

Fig. 7. Dependence of the UES of the interlayers and their permeability on height (reservoir No. 1 of the US2 formation)

Прослои ниже контакта а. о. -2 920,6 м характеризуются аналогичными УЭС, как и доказанные данными эксплуатации нефтенасыщенные прослои. Это показывает продуктивность интервала ниже а. о. -2 920,6 м и необходимость включения данного порового объема в подсчет запасов.

Таким образом, на примере залежей пласта АС7 и ЮС2 представлена зависимость между УЭС прослоев и их проницаемости с учетом высоты, показывающая, что залежи с улучшенными ФЕС (АС7) характеризуются корреляцией УЭС от высоты вследствие гравитационного разделения нефть-вода, тогда как залежи с низкопроницаемыми коллекторами (ЮС2) представляют собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода без водонефтяного контакта.

Анализ данных разработки

Согласно анализу графика ввода в эксплуатацию вертикально направленных и боковых стволов по объекту ЮС2, с 2019 по 2023 год планомерно увеличивается количество пробуренных скважин с двух до 38 соответственно. Аналогично увеличивается и объем добычи по пласту ЮС2 с 0,4 до 6,3 % в суммарной добыче по месторождению. Это показывает необходимость дальнейшего изучения залежей с низкопроницаемыми коллекторами, ввиду увеличения ввода таких объектов в промышленную эксплуатацию.

На рисунке 8 представлены скважины и среднемесячные результаты эксплуатации за первые три месяца, вскрывшие различные гипсометрические отметки. Согласно полученным данным, средняя обводненность

за первые три месяца работы всех скважин составляет 31 % и продолжает держаться на этом уровне с небольшим увеличением.

Закачка по пласту не осуществляется. Из чего можно сделать вывод, что залежь изначально представляет собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода без водонефтяного контакта, что говорит о необходимости учета при подсчете запасов УВС всего объема порового пространства залежи.

Исходя из представленных результатов, условный подсчетный уровень для рассматриваемой залежи нужно принять по подошве прослоя скважины № 172 (рис. 8) на отметке а. о. -2 944,8 м, что позволяет скорректировать УПУ а. о. -2 920,6 м на 24,2 м. Это позволит увеличить начальные геологические и извлекаемые запасы на 1 626 тыс. т и 462 тыс. т соответственно (+3 %).

Итоги

Актуализирована геологическая модель залежи пласта ЮС2 по результатам комплексного геолого-геофизического и промыслового анализа. Установлено, что залежь с низкопроницаемыми коллекторами представляет собой смешанную нефтеводонасыщенную систему без водонефтяного контакта, при испытании и эксплуатации которой могут быть получены только смешанные притоки. Это показывает, что весь поровый объем породы должен учитываться как продуктивный и включаться в подсчет запасов.

Выводы

Низкопроницаемые коллекторы представляют собой комплекс отложений с низкими

фильтрационно-емкостными свойствами, высокой расчлененностью по разрезу и изменчивостью по латерали. Данные факторы вносят существенную неопределенность при выполнении подсчета запасов в таких отложениях.

По результатам исследований для рассматриваемой залежи пласта ЮС2 с низкопроницаемыми коллекторами установлено:

- отсутствие зависимости удельных электрических сопротивлений прослоев и их проницаемости в зависимости от высоты;
- значения зависимости $pn = f(\Delta l)$ прослоев ниже УПУ а. о. -2 920,6 м расположены в той же области, как и продуктивные прослои, доказанные данными эксплуатации;
- наличие нефтеводонасыщенных притоков на различных гипсометрических отметках как в сводовой, так и в присклонной части, средней обводненностью по залежи 31 %;
- залежь представляет собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода, без наличия водонефтяного контакта, аналогом которой можно считать переходную зону в залежах однородных пластов, но представленная для всего резервуара, а не только ее части.

Литература

1. Нежданов А.А. Туренков Н.А., Огибин В.В., Горбунов С.А., Косарев И.В. Концепция поисково-разведочных работ в Западной Сибири // Газовая промышленность. 2006. № 4. С. 26–28.

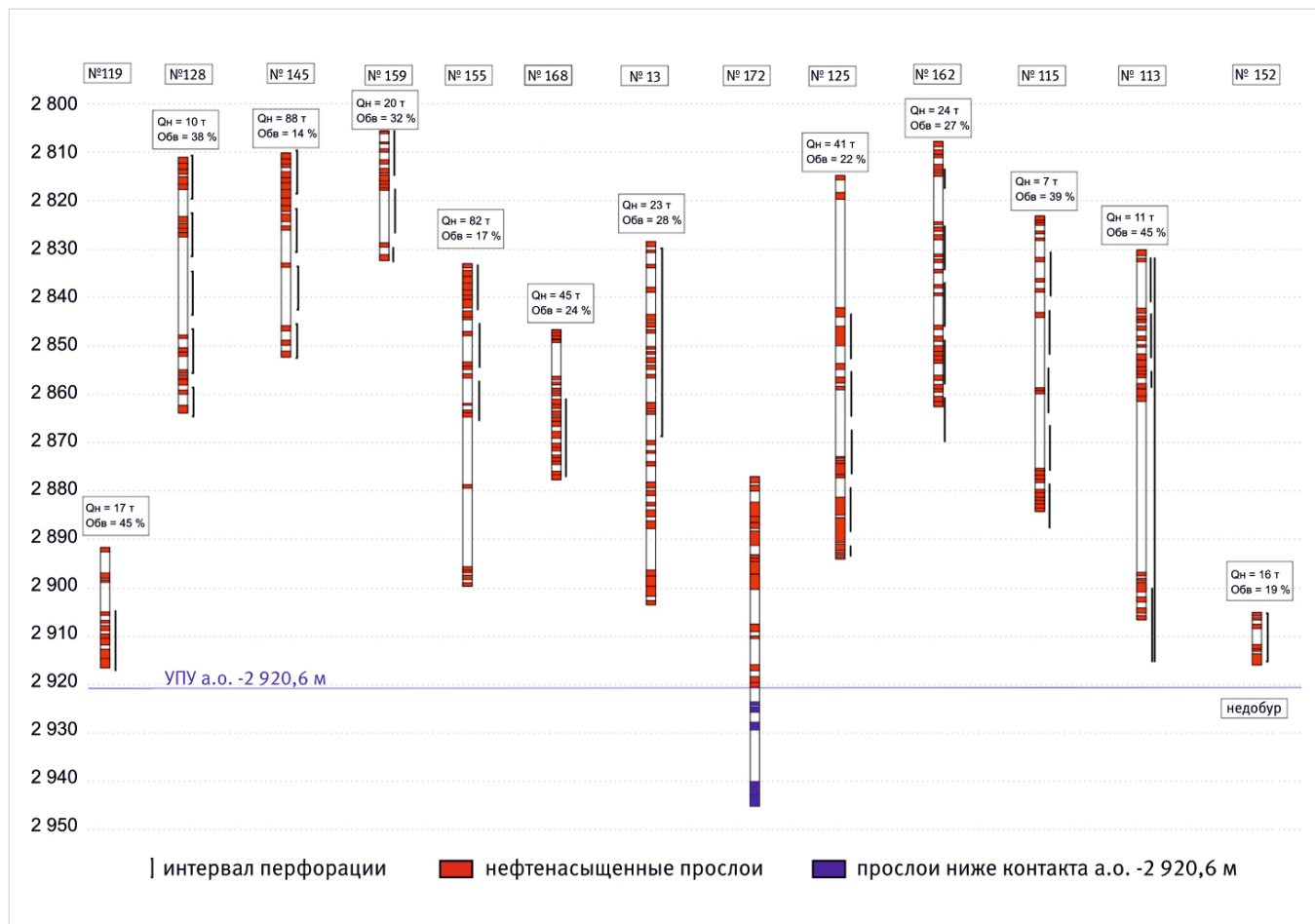


Рис. 8. Запускные параметры за первые три месяца эксплуатации (залежь № 1 пласта ЮС2)
Fig. 8. Starting parameters for the first three months of operation (reservoir No. 1 of the US2 formation)

2. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Комгорт М.В. Поисково-разведочные работы в северных районах Западной Сибири в исторической ретроспективе и на современном этапе // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 6. С. 15–28.
3. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2009. № 6. С. 33–34.
4. Петерилье В.И., Белов Ю.Я., Веселов М.Ф. и др. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления: совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений. Труды ВНИГНИ. М.: Недра, 1982. № 242. С. 63–71.
5. Гордилов В.А., Мухаметзянов Р.Н., Храмов Г.А. и др. Особенности геологического строения и разработки недонасыщенных нефтью залежей Ноябрьского района Западной Сибири. М.: ВНИИОЭНГ, 1993. 72 с.
6. Соколов А.В., Шубина А.В. Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти — о достоверности расчетов // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 3. С. 10–16.
7. Соколов А.В., Шубина А.В. Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 1. С. 45–50.
8. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Махныткин Е.М. и др. Выработка запасов нефти из различных фациальных зон пласта // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 2. С. 41–46.

ENGLISH

Results

The geological model of the US2 formation deposit has been updated, based on the results of a comprehensive geological, geophysical and field analysis. It has been established that a deposit with low-permeability reservoirs is a mixed oil-saturated system without oil-water contact, during testing and operation of which only mixed tributaries were obtained. This shows that the entire pore volume of the rock should be considered as productive and included in the calculation of reserves.

Conclusions

Low-permeability reservoirs are a complex of sediments with low filtration and capacitance properties, high dissection along the section and lateral variability. These factors introduce significant uncertainty when calculating reserves in such deposits.

According to the results of the research for the considered reservoir of the US2 formation with low-permeability reservoirs, it was established:

- the absence of dependence of the specific electrical resistances of the interlayers and their permeability depending on the height;
- the values of the dependence $\rho n = f(\Delta I_y)$ of the interlayers below the CCL a. o. – 2 920,6 m, are located in the same area as the productive interlayers proved by the operation data;
- the presence of oil-saturated tributaries at various hypsometric marks both in the arch and in the slope part, with an average water content of 31 % deposits;
- the deposit is a mixed hydrodynamic oil-water system, without the presence of oil-water contact, an analogue of which can be considered a transition zone in deposits of homogeneous formations, but represented for the entire reservoir and not only its part.

References

1. Nejdanov A.A., Turenkov N.A., Ogibenin V.V., Gorbunov S.A., Kosarev I.V. The concept of exploration in Western Siberia. Gas industry, 2006, issue 4, P. 26–28. (In Russ).
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Komgort M.V. Historical retrospective and contemporary stage of exploration in the northern regions of the Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2014, issue 6, P. 15–28. (In Russ).
3. Lisovsky N.N., Khalimov E.M. On the classification of hard-to-recover reserves. Bulletin of the Central Committee of the Russian Federation, 2009, issue 6, P. 33–34. (In Russ).
4. Petersile V.I., Belov Yu.Ya., Veselov M.F. et al. On the issue of estimating the parameters of the transition zone using capillary pressure curves: improving the methods of exploration of oil and gas fields. Tr. VNIIGNI. Moscow: Nedra, 1982, issue 242, P. 63–71. (In Russ).
5. Gorodilov V.A., Mukhametzyanov R.N., Khranov G.A. et al. Features of the geological structure and development of undersaturated oil deposits in the Noyabrsky district of Western Siberia. Moscow: VNIIOENG, 1993, 72 p. (In Russ).
6. Sokolov A.V., Shubina A.V. Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates. Georesources, 2022, Vol. 24, issue 3, P. 10–16. (In Russ).
7. Sokolov A.V., Shubina A.V. Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia. Georesources, 2023, Vol. 25, issue 1, P. 45–50. (In Russ).
8. Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Makhnytkin E.M. et al. Production of oil reserves from reservoirs with various facies zones. Neft. Gas. Novacii, 2023, issue 2, P. 41–46. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Галимов Айдар Айратович, аспирант 3 курса, Институт природы и человека, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
Для контактов: kaegkeg@mail.ru

Котенев Юрий Алексеевич, д.т.н., профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Волошина Анастасия Александровна, к.г.-м.н., ассистент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Токарева Анна Владиславовна, ассистент, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Galimov Aidar Airatovich, 3rd year postgraduate student, Institute of Nature and Man, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia
Corresponding author: kaegkeg@mail.ru

Kotenev Yuri Alekseevich, doctor of technical sciences, professor, head of the Geology and exploration of oil and gas fields department, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

Voloshina Anastasia Alexandrovna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, assistant professor, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

Tokareva Anna Vladislavovna, assistant, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia