

УДК 622.323+553.982.2

С.С. Блох¹, e-mail: sergeyblokh@yandex.ru; **Г.Х. Ефимова¹**, e-mail: galia.efimova@mail.ru;

Д.Л. Кульпин¹, e-mail: dmitryLK@bk.ru

¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (Москва, Россия).

Негативный опыт разработки многопластового нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на острове Колгуев в Баренцевом море

В статье рассмотрены особенности геологического строения Песчаноозерского месторождения, осложняющие его разработку. Представлены геолого-физические и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, характеризующие особенности пластов и степень изменчивости основных параметров как по разрезу, так и по площади распространения.

Особенностями месторождения являются многопластовость, разнофлюидность углеводородов (содержание в пластах нефти, газа природного и попутного, а также конденсата), линзовидное строение залежей, наличие тектонических экранов, чрезвычайно высокая геологическая неоднородность продуктивных пластов и низкие фильтрационно-емкостные свойства. В продуктивном разрезе месторождения в общей сложности выделено около 200 залежей углеводородов, из числа которых 113 нефтяных, 18 газонефтяных и 66 газовых. Коллекторы продуктивных пластов, являющиеся по типу поровыми, характеризуются сложным строением и в литологическом отношении представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами.

По запасам всех углеводородов месторождение относится к категории средних, плотность запасов в границах месторождения крайне изменчива. Отмечено, что значимым фактором, влияющим на разработку и эксплуатацию месторождения, является его островное расположение в Арктической зоне РФ. Кроме того, месторождение в течение длительного времени разрабатывалось двумя недропользователями, что также отразилось на эффективности его разработки. В результате при проектировании системы и способа разработки месторождения был допущен некорректный подход к выбору и обоснованию эксплуатационных объектов. В частности, этот принципиальный вопрос решался без учета геолого-геофизических особенностей объединенных в единый эксплуатационный объект продуктивных пластов (разнофлюидных залежей), лишь исходя из границ лицензионных участков обоих недропользователей. Только с 2016 г. месторождение стало разрабатываться одним недропользователем. В статье перечислены факторы, приведшие к негативным последствиям в разработке месторождения и в результате поставившие под сомнение возможность достижения коэффициентов извлечения углеводородов, утвержденных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых. По итогам геолого-промыслового и технологического анализа текущего состояния разработки сделаны соответствующие выводы и даны рекомендации, направленные на повышение эффективности разработки Песчаноозерского месторождения.

Ключевые слова: месторождение, продуктивный пласт, геолого-физическая характеристика, пластовое давление, забойное давление, эксплуатационный объект, добыча, режим разработки, коэффициент извлечения нефти, геолого-технические мероприятия.

.....

S.S. Blokh¹, e-mail: sergeyblokh@yandex.ru; **G.Kh. Efimova¹**, e-mail: galia.efimova@mail.ru;

D.L. Kulpin¹, e-mail: dmitryLK@bk.ru

¹ Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia).

Negative Experience in the Development of a Multi-Layer Oil and Gas Condensate Field Peschanoozerskoye on the Kolguyev Island in the Barents Sea

The article considers features of geological structure of the Peschanoozerskoe field, that hamper its development. There are presented geological, porosity and permeability properties of the productive layers, which characterize

the features of the layers and the degree of variability of the main parameters, both in the section and the area of extent.

Particular features of the deposit are as follows: a very complex many layer structure and fluid structure of hydrocarbons (oil, natural and associated gas, gas condensate), lenticular structure of deposits, structural seals, extremely high geological heterogeneity of productive layers and low porosity and permeability properties. In the productive section of the field a total of about 200 hydrocarbon deposits are allocated, among them there are 113 oil deposits, 18 gas-oil deposits and 66 gas deposits. Reservoirs of productive layers, which are porous by type, are characterized as a complex structure and lithologically, they are represented by polymictic sandstones and siltstones. This deposit refers to a medium category of all hydrocarbons reserves and the density of reserves within the boundaries of the field is very variable. An important factor affecting the development and exploitation of the deposit is its island location in the Arctic zone of the Russian Federation.

In addition, the deposit has long been developed by two subsoil users, that also affected the efficiency of its development. As a result, when engineering a system and method of field development, an incorrect approach to the selection and justification of production facilities was taken. Thus, this fundamental issue has been resolved not on the basis of geological and geophysical features united into one operational object of productive layers (hydrocarbons deposits with different fluid structure), but on the basis of the boundaries of the license areas of both subsoil users. Only starting from 2016, the field was developed by one subsoil user.

The article highlights the factors that caused adverse effects in the development of the field and as a consequence, cast discredits on possibility of achieving the hydrocarbon recovery efficiency, approved by State Reserves Commission under the Russia Ministry of Natural Resources.

As a result of the geological-field and technological analysis of the current state of development, the relevant conclusions and recommendations are made to improve the efficiency of field development.

Keywords: field, reservoir, geological and physical characteristics, reservoir pressure, bottomhole pressure, production facility, production, development mode, oil recovery coefficient, geological and technical measures.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕСЧАНООЗЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Песчаноозерское месторождение расположено в северо-западной части Тимано-Печорской нефтегазоконденсатной провинции на о. Колгуев в Баренцевом море (рис. 1) [1–3] и введено в промышленную разработку в 1985 г. Месторождение приурочено к отложениям нижнего триаса – одним из наиболее перспективных в Арктической зоне России. Поэтому многолетний опыт разработки Песчаноозерского месторождения имеет значение для освоения подобных объектов в перспективе. К особенностям месторождения, отразившимся на эффективности его разработки, относятся многопластовость, разнофлюидность углеводородов (УВ), включая нефть, газ природный и попутный, конденсат, линзовидное строение залежей, осложненное тектоническими экранами, высокая расчлененность

и неоднородность продуктивных пластов, низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов. Залежи углеводородов приурочены к отложениям чаркабожской свиты, в которой выделено в общей сложности около 200 залежей УВ, в т. ч. 113 нефтяных, 18 газонефтяных и 66 газовых.

Все продуктивные отложения относятся к коллекторам порового типа, не выдержанным по площади и разрезу. В литологическом отношении они представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами [3].

В целом по величине извлекаемых запасов УВ месторождение относится к категории средних [4, 5].

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Особенности коллекторов Песчаноозерского месторождения достаточно наглядно отражают их физико-гидро-

динамические параметры, представленные на диаграммах относительных фазовых проницаемостей для плохого (проницаемость – $0,153 \cdot 10^{-3}$ мкм²) (рис. 2), хорошего (проницаемость – $49,36 \cdot 10^{-3}$ мкм²) (рис. 3) и среднего (проницаемость – $9,25 \cdot 10^{-3}$ мкм²) (рис. 4) с точки зрения ФЕС образцов керн. Как видно из приведенных кривых, все образцы характеризуются высокой начальной и аномально высокой остаточной водонасыщенностью. Можно предположить, что приведенные гидродинамические характеристики также оказывают негативное влияние на процесс вытеснения нефти водой и, соответственно, на конечную нефтеотдачу, на что указывают и результаты определения коэффициентов вытеснения нефти водой, выполненные на образцах керн в лаборатории АО «Архангельскгеолодобыча» (ныне – АО «АГД ДАЙМОНДС») [2]. Коэффициенты вытеснения на различных образцах керн по проницаемости

Ссылка для цитирования (for citation):

Блох С.С., Ефимова Г.Х., Кульпин Д.Л. Негативный опыт разработки многопластового нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на острове Колгуев в Баренцевом море // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 10. С. 60–68.

Blokh S.S., Efimova G.Kh., Kulpin D.L. Negative Experience in the Development of a Multi-Layer Oil and Gas Condensate Field Peschanozerskoye on the Kolguyev Island in the Barents Sea. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(10):60–68. (In Russ.)

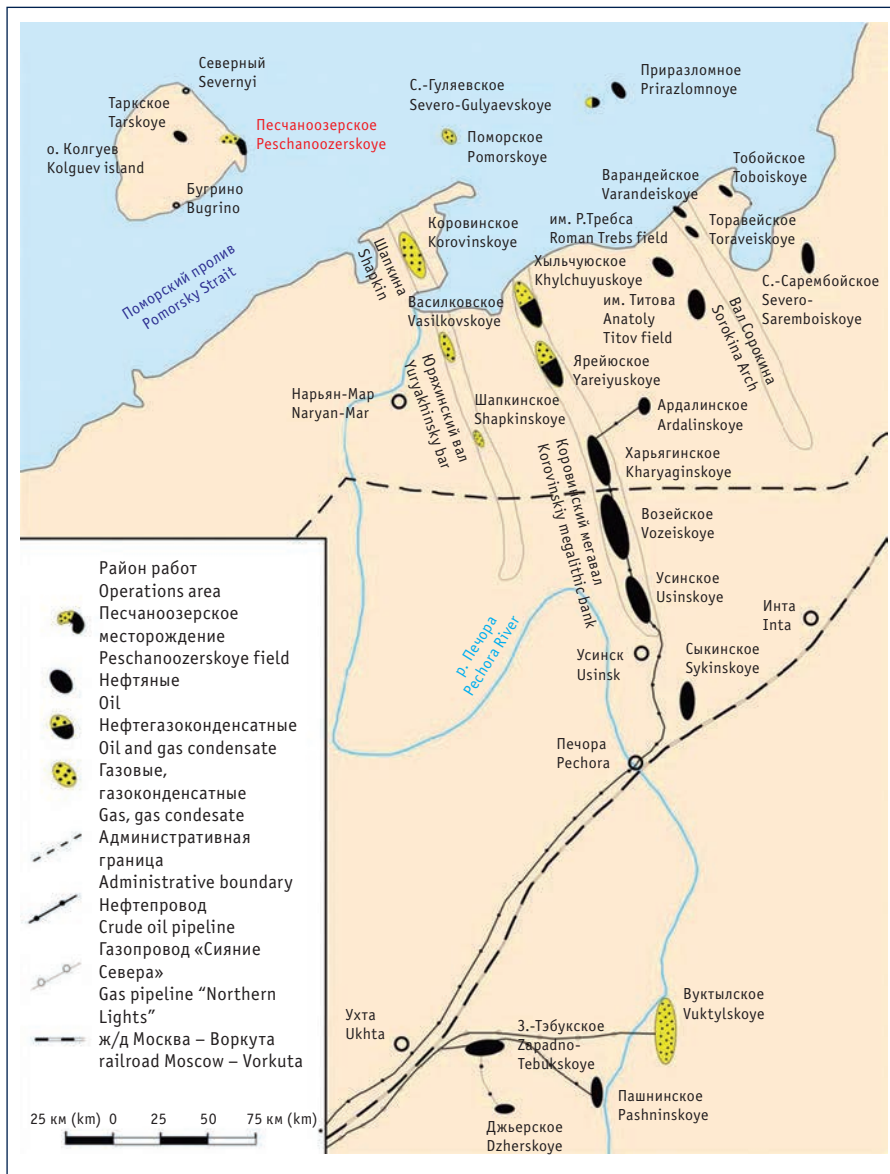


Рис. 1. Обзорная карта района
Fig. 1. Areal map



изменяются в диапазоне 0,635–0,859. С учетом высокой неоднородности и прерывистости продуктивных пластов этого месторождения конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) при поддержании пластового давления (ППД) путем заводнения оценен на уровне 0,28–0,30.

На сложность геологического строения продуктивных пластов месторождения указывают и результаты гидродинамических исследований разведочных, добывающих и нагнетательных скважин. При этом на многих скважинах проводились повторные исследования в рамках газогидродинамического контроля за процессом разработки месторождения.

Известно, что эти исследования применяются для определения фильтрационных параметров пласта, оценки состояния призабойных зон, скин-факторов, а также для изучения особенностей зон дренирования скважин и возможной гидродинамической модели фильтрации, включая выявление границ пласта, трещиноватости и часто имеющих место межпластовых перетоков.

В результате большого объема гидродинамических исследований скважин (ГДИС) выявлена информативность и высокая разрешающая способность кривых восстановления давления (КВД), падения давления (КПД) и восстановления уровня (КВУ) применительно к продуктивным коллекторам Песчаноозерского месторождения.

Так, по 30 скважинам ГДИС проводились многократно, что позволило оценить изменение ФЕС пластов в процессе разработки месторождения. Установлено, что ФЕС продуктивных пластов значительно изменяются по площади и разрезу, что указывает на сложность и многослойность месторождения. На основании результатов ГДИС были обоснованы и выбраны по конкретным скважинам геолого-технологические мероприятия для увеличения дебита жидкости (нефти) и повышения конечной нефтеотдачи пластов. Например, рекомендована кислотная обработка призабойной зоны 16 скважин.

Результаты ГДИС также были использованы при создании геолого-технологических моделей, на базе которых

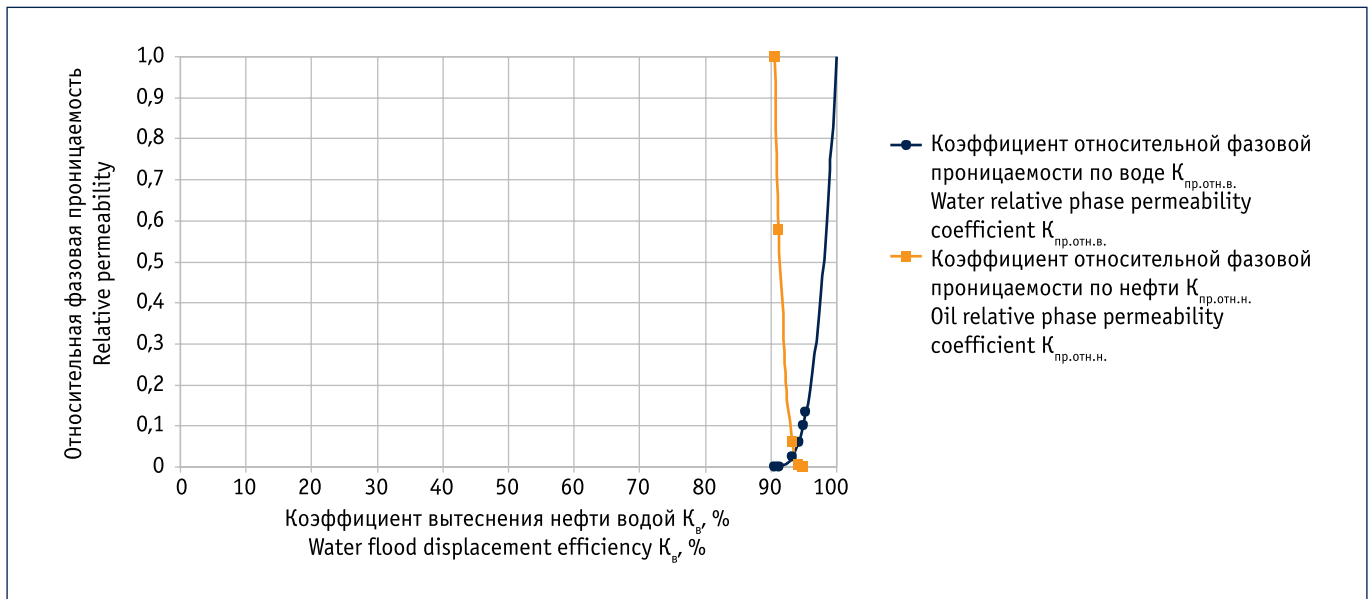


Рис. 2. Относительная фазовая проницаемость для образца, плохого с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств (Т-11200). Песчаноозерская площадь, скв. 548, песчаники чаркабожской свиты (коэффициент пористости $K_n = 8,65\%$; коэффициент проницаемости $K_{пр} = 0,153$ мД; коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во} = 90,5\%$; коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{но} = 5,0\%$)

Fig. 2. The relative permeability for the sample poor in terms of formation reservoir properties (T-11200). Peschanoozerskaya formation, well No. 548, sandstones of the Charkabozhskaya suite (porosity coefficient $K_n = 8.65\%$; permeability coefficient $K_{пр} = 0.153$ mD; residual water saturation factor $K_{во} = 90.5\%$; residual oil saturation factor $K_{но} = 5.0\%$)

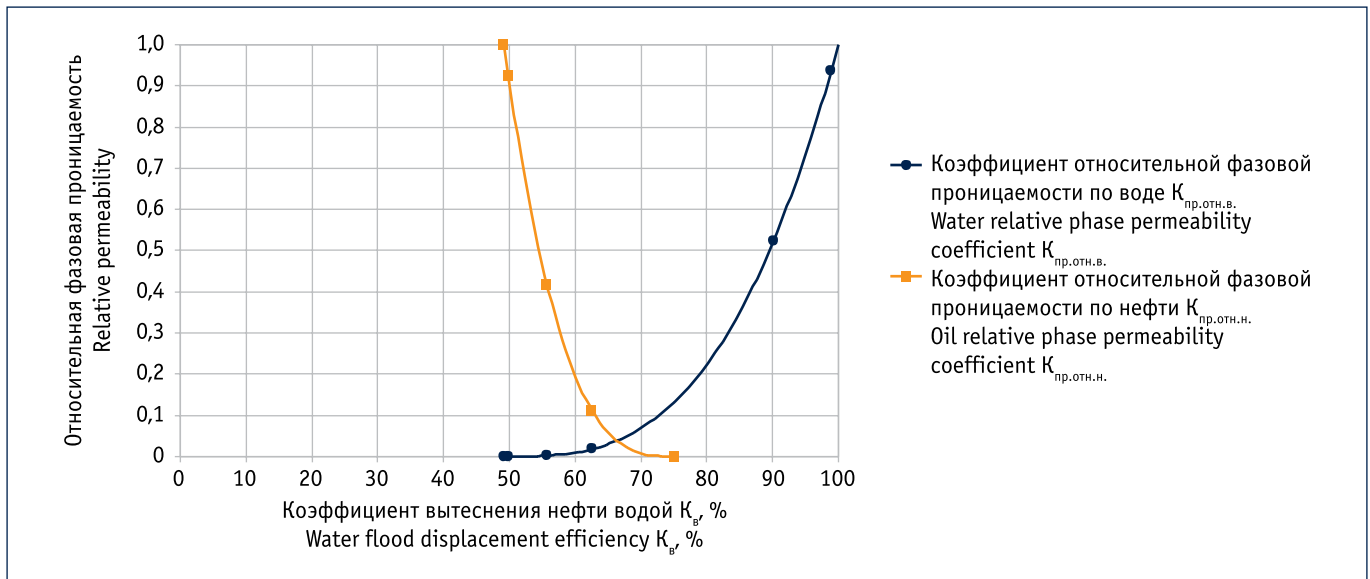


Рис. 3. Относительная фазовая проницаемость для образца, хорошего с точки зрения фильтрационно-емкостных свойствам (Т-11212).

Песчаноозерская площадь, скв. 548, песчаники чаркабожской свиты (коэффициент пористости $K_n = 27,62\%$; коэффициент проницаемости $K_{пр} = 49,36$ мД; коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во} = 49,2\%$; коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{но} = 25,0\%$)

Fig. 3. The relative permeability for the sample good in terms of formation reservoir properties (T-11212). Peschanoozerskaya formation, well No. 548, sandstones of the Charkabozhskaya suite (porosity coefficient $K_n = 27.62\%$; permeability coefficient $K_{пр} = 49.36$ mD; residual water saturation factor $K_{во} = 49.2\%$; residual oil saturation factor $K_{но} = 25.0\%$)

осуществлялись расчеты нескольких вариантов разработки Песчаноозерского месторождения.

Таким образом, по комплексу интерпретации ГДИС основные залежи

Песчаноозерского месторождения характеризуются как сложнопостроенные. В качестве моделей фильтрации диагностируются в основном пласты с ухудшенной прискважинной зоной

(по 115 исследованиям) и однородные (по 50 исследованиям) [5].

Трещиновато-пористый пласт, или многопластовая система с перетоками, отмечен в 14 случаях, экранированный – в 17.

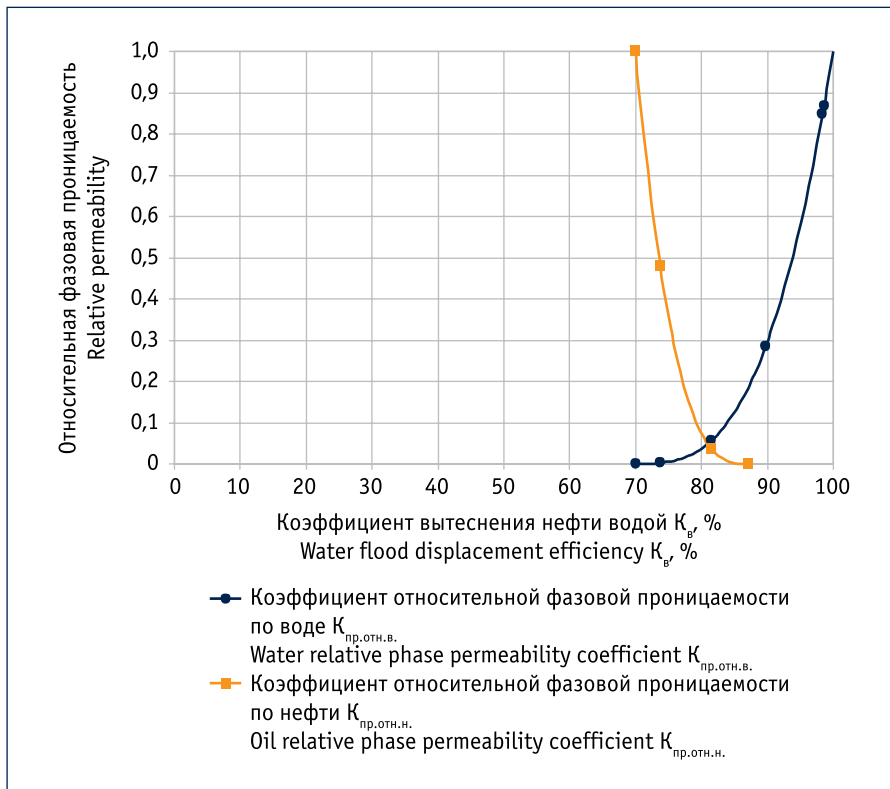


Рис. 4. Относительная фазовая проницаемость для образца, среднего с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств (Т-11221). Песчаноозерская площадь, скв. 548, песчаники чаркабожской свиты (коэффициент пористости $K_n = 23,08 \%$; коэффициент проницаемости $K_{пр} = 9,25$ мД; коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во} = 66,2 \%$; коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{но} = 17,0 \%$)

Fig. 4. The relative permeability for the sample medium in terms of formation reservoir properties (T-11221). Peschanoozerskaya formation, well No. 548, sandstones of the Charkabozhskaya suite (porosity coefficient $K_n = 23.08\%$; permeability coefficient $K_{пр} = 9.25$ mD; residual water saturation factor $K_{во} = 66.2\%$; residual oil saturation factor $K_{но} = 17.0\%$)



Рис. 5. Структурная карта Песчаноозерского месторождения

Fig. 5. Structural map of the Peschanoozerskoye field

На основании выполненных исследований были даны рекомендации по повышению эффективности разработки месторождения [6].

ФАКТОРЫ, НЕГАТИВНО ПОВЛИЯВШИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мониторинг процесса разработки месторождения в течение примерно 30 лет позволил сделать вывод, что с начала промышленной эксплуатации месторождения имел место упругий режим разработки. Затем из-за неблагоприятной динамики пластового давления и несвоевременной организации системы ППД, а также в связи с низкой приемистостью нагнетательных скважин по причине особенностей ФЭС продуктивных пластов разработка месторождения перешла на режим растворенного газа, а на отдельных участках — на гравитационный режим. Все это не могло не сказаться на результатах ГДИС, которые из-за многопластовости и особенностей геологического строения месторождения (неоднородности коллектора, линзовидности, многофазности пластовых флюидов) продемонстрировали неоднозначность и значительный разброс фильтрационных параметров пластов по площади и разрезу [5].

Особо следует отметить, что до 2015 г. на месторождении было два недропользователя — АО «Арктикнефть» и ООО «Арктическая нефтяная компания». Данное обстоятельство с самого начала разработки негативно отразилось на выборе и обосновании объектов разработки. При этом исходили не из геолого-геофизических особенностей продуктивных пластов (залелей), объединенных в единый эксплуатационный объект разработки, а из границ лицензионных участков обоих недропользователей на поверхности. В результате вопреки традиционному подходу без учета геолого-промысловых характеристик на месторождении было выделено четыре объекта разработки (рис. 5), причем Западный, Восточный и Южный блоки были отнесены к лицензионному участку АО «Арктикнефть», а Западно-Центральный и Центральный — к лицензионному участку

Геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов

Geological-geophysical parameters of producing reservoirs

Параметры Parameters	Западный блок (11 пластов) Western block (11 reservoirs)	Западно- Центральный блок (4 пласта) West-Central block (4 reservoirs)	Восточный блок (13 пластов) Eastern block (13 reservoirs)	Южный блок (2 пласта) Southern block (2 reservoirs)	Центральный блок (13 пластов) Central block (13 reservoirs)
Пласты Reservoirs	Г _{1'} , Г _{2'} , Г _{4'} , Г _{6'} , Г _{7'} , В _{1'} , В _{2'} , В _{3'} , В _{4'} , В _{5'} , А G _{1'} , G _{2'} , G _{4'} , G _{6'} , G _{7'} , V _{1'} , V _{2'} , V _{3'} , V _{4'} , V _{5'} , А	В _{2'} , В _{3'} , В _{4'} , В _{5'} V _{2'} , V _{3'} , V _{4'} , V _{5'}	Г _{2'} , Г _{3'} , Г _{4'} , Г _{5'} , Г _{6'} , Г _{7'} , Г _{8'} , В _{1'} , В _{2'} , В _{3'} , В _{4'} , В _{5'} , Б G _{2'} , G _{3'} , G _{4'} , G _{5'} , G _{6'} , G _{7'} , G _{8'} , V _{1'} , V _{2'} , V _{3'} , V _{4'} , V _{5'} , В	В _{1'} , В _{2'} V _{1'} , V _{2'}	Г _{1'} , Г _{2'} , Г _{3'} , Г _{4'} , Г _{5'} , Г _{6'} , Г _{8'} , В _{1'} , В _{2'} , В _{3'} , В _{4'} , В _{5'} , Б G _{1'} , G _{2'} , G _{3'} , G _{4'} , G _{5'} , G _{6'} , G _{8'} , V _{1'} , V _{2'} , V _{3'} , V _{4'} , V _{5'} , В
Тип залежи Accumulation type	Пластовые, тектонически и литологически экранированные Blanket, tectonically and lithologically masked				
Тип коллектора Reservoir type	Терригенный Terrigenous				
Средняя газонасыщенная толщина, м Average gas-saturated thickness, m	1,23–5,80	2,61–4,48	2,02–4,80	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Mean effective oil-filled thickness, m	1,20–6,80	6,93–6,97	1,03–5,40	3,00–13,20	43,26
Коэффициент пористости, д.ед. Coefficient of porosity, unit fraction	0,213–0,243	0,202–0,238	0,213–0,237	0,239–0,262	0,223
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед. Reservoir oil saturation factor, unit fraction	0,380–0,449	0,457	0,381–0,445	0,444–0,455	0,412
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² Permeability, 10 ⁻³ μm ²	8–86	25–37	19–86	78–80	64
Коэффициент песчаности, д. ед. Net sand coefficient, unit fraction	0,072–0,494	0,138–0,323	0,088–0,381	0,345–0,575	0,197
Расчлененность Compartmentalization	0,33–17,17	2,0	0,17–2,76	1,67–3,00	0,3–3,6
Начальное пластовое давление, МПа Initial formation pressure, MPa	15,89–17,37	16,38–17,37	15,3–16,38	14,25	16,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с Oil viscosity in situ, mPa·s	0,560–0,620	0,65	0,650–0,721	0,578	0,976
Газосодержание, м ³ /т Gas bearing capacity, m ³ /t	250	215	174–215	174	215
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа) Productivity factor, m ³ /(days·MPa)	1,8	4,7	5,6	4,3	6,1

ОАО «Арктикморнефтегазразведка», впоследствии перешедшему в ведение АО «Арктическая нефтяная компания». Из таблицы, в которой представлены геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов по выделенным блокам, следует, что по целому ряду параметров между блоками наблюдается существенное различие. Однако продуктивные пласты были объединены в эксплуатационные объекты разработки только на основании субъективных факторов – площади нефтеносности и запасов УВ. Такие параметры, как нефтенасыщенная толщина, пористость,

проницаемость, коэффициенты песчаности и расчлененности, во внимание не принимались. Начиная с 2016 г. АО «Арктикнефть» стала единственным недропользователем месторождения. Во всех проектных документах на разработку месторождения рекомендовалось разрабатывать его с ППД путем внутриконтурного заводнения. В то же время опыт разработки позволил сделать вывод о низкой эффективности данного метода повышения нефтеотдачи. Так, текущее пластовое давление в динамике стало значительно

снижаться и на отдельных участках к 2015 г. упало от начального (~17 МПа) до давления насыщения нефти газом (9,0–15,0 МПа), а в Центральном блоке в процессе пробной закачки воды из-за низкой приемистости скважин вообще отказались от метода ППД путем заводнения, что привело к значительному разгазированию нефти в пластовых условиях. В этом блоке текущее пластовое давление в районе отдельных скважин к 2015 г. составляло 2,0–7,0 МПа, когда основным режимом разработки стал гравитационный, который характеризуется как низко-

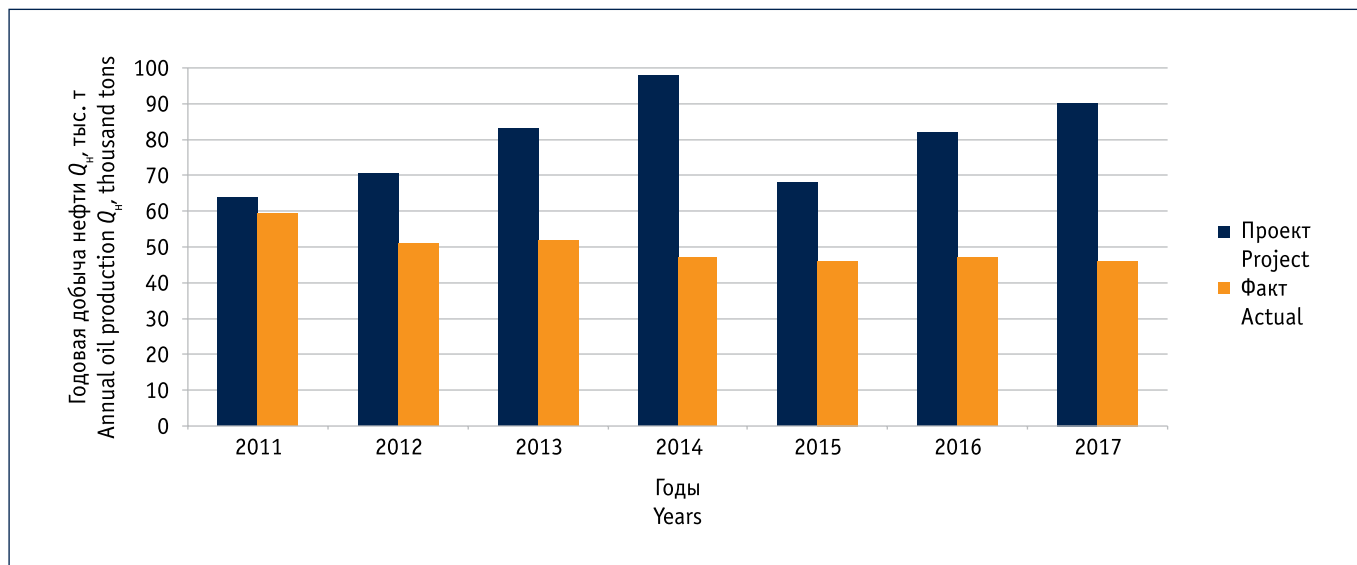


Рис. 6. Проектные и фактические показатели добычи нефти

Fig. 6. Project and actual indicators of oil production

эффективный. В результате дебиты скважин по нефти стали минимальными (не более 1–3 т/сут), а ожидаемая конечная нефтеотдача продуктивных пластов может составить не более 0,10, что намного ниже утвержденной ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ГКЗ).

Практика показала, что применяемые на других блоках системы разработки также не обеспечивают достижение коэффициентов извлечения нефти, утвержденных ГКЗ.

В несколько лучшем положении с точки зрения разработки по состоянию на 01.01.2015 г. оказался практически только Восточный блок месторождения (недропользователь – АО «Арктикнефть»). Данное обстоятельство можно объяснить в основном двумя причинами. Во-первых, ФЕС продуктивных пластов в этом блоке лучше по сравнению с аналогичными в других блоках. Во-вторых, в Восточном блоке с небольшим промежутком времени от начала ввода в эксплуатацию первых добывающих скважин началось освоение под закачку нескольких нагнетательных скважин, в результате чего представилось возможным уменьшить темпы падения пластового давления от начального. Тем не менее среднее пластовое давление в этом блоке к 01.01.2015 г. снизилось от начального, равного 16 МПа, до 6,0 МПа.

Таким образом, в Восточном блоке, несмотря на закачку воды в четыре нагнетательных скважины динамика пластового давления не может считаться удовлетворительной. При этом действующий фонд добывающих скважин составил 24 единицы, что намного больше действующего фонда нагнетательных скважин. При таком соотношении добывающих и нагнетательных скважин ППД не может быть эффективным из-за низкого охвата пластов заводнением. В результате фактически годовая добыча нефти по Восточному блоку оказалась в последние годы ниже расчетной (проектной) почти в два раза.

Значительное отставание с организацией системы ППД в целом по месторождению привело к несоответствию фактических показателей разработки их проектным значениям, утвержденным Центральной комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедра). На эффективности реализуемой на месторождении системы разработки сказались темпы разбуривания месторождения, значительно отличавшиеся от проектных. Так, в 2012–2014 гг. предполагалось пробурить 17 скважин, фактически же была пробурена лишь одна скважина.

В связи с этим годовые уровни добычи нефти в эти годы были намного ниже проектных. На рис. 6 представлены проектные и фактические показатели годовой добычи нефти в 2011–2017 гг. Как следует из графика, фактическая добыча нефти имела некоторую тенденцию к падению, в особенности в течение 2011–2014 гг. Затем темпы падения добычи нефти стабилизировались и с 2015 по 2017 г. годовая добыча нефти в целом по месторождению оставалась на уровне 45–47 тыс. т.

Поддержание достигнутых уровней добычи во многом зависит и от широкого применения на месторождении мероприятий по интенсификации добычи нефти. Исходя из технико-экономического анализа применения таких мероприятий в условиях островного расположения месторождения и с учетом суровых природно-климатических особенностей Арктического севера в проектных технологических документах были предложены только кислотные обработки скважин и забурирование боковых стволов. Выбору этих скважин предшествовал глубокий геолого-промышленный анализ технологического состояния и история эксплуатации [6]. Однако до настоящего времени эти мероприятия так и не нашли широкого применения согласно рекомендациям утвержденных проектных документов [1, 2].

Таким образом, перечисленные обстоятельства в совокупности обусловили крайне негативные результаты разработки месторождения. Так, снижение начального пластового давления ниже давления насыщения нефти газом привело к смене упруговодонапорного режима фильтрации нефти низкоэффективным режимом растворенного газа, а затем гравитационным режимом, которые не позволят достичь на месторождении КИН, утвержденного ГКЗ и ЦКР Роснедра.

В целом из-за перечисленных факторов за 30-летний период разработки и эксплуатации Песчаноозерского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г. фактический текущий КИН составил 0,059 при утвержденном конечном его значении 0,280. В то же время дифференцировано по всем нефтяным залежам, которых на месторождении в чаркабожской свите значительное количество, установить текущий КИН не представляется возможным из-за сложности геологического строения.

ВЫВОДЫ

Подводя итоги изложенному, можно сделать следующие выводы.

1. Очевидно, что в процессе поисково-разведочных работ месторождение было не в полной мере разведано и изучено, несмотря на чрезвычайно сложное геологическое строение и наличие в нем большого количества продуктивных пластов и залежей, содержащих УВ различного состава (нефть, конденсат, попутный газ, природный газ).
2. Следствием недостаточной геолого-геофизической изученности как месторождения в целом, так и различных его продуктивных пластов и залежей, явилось то, что в первых проектно-технологических документах на разработку содержалось малообоснованное решение объединить продуктивные пласты в эксплуатационные объекты исходя не из ФЕС пластов и насыщающих их УВ-флюидов, а в основном из соображений разделения запасов УВ по границам лицензионных участков недропользователей. Сами же эти границы были установлены по поверхности месторо-

ждения. В результате эксплуатационными объектами – редчайший случай в практике разработки многопластовых месторождений – стали блоки, выделенные не на основании геологических особенностей их строения, а в соответствии с границами лицензионных участков, т. е. Восточный, Западный, Южный и Центральный блоки. Такой подход не мог не сказаться на стратегии разработки месторождения.

3. Изучение составленных и утвержденных ЦКР Роснедра проектно-технологических документов по данному месторождению показало, что, как правило, фактические показатели разработки отличались от проектных, притом значительно.

Так, организация и создание системы ППД растянулись на многие годы. В результате на практике рекомендация была реализована, но в недостаточных объемах и только в Восточном блоке. Серьезное отставание имело место и с разбуриванием месторождения эксплуатационными скважинами, как добывающими, так и нагнетательными.



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА

SIB EXPO SERVICE

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

**18-19
МАРТА**

г. Новый Уренгой
2020



Вследствие всего этого был исчерпан начальный естественный энергетический ресурс продуктивных пластов. Вместо упруговодонапорного режима разработки на месторождении в последние годы получили развитие такие низкоэффективные режимы, как режим растворенного газа и гравитационный. Эти режимы не обеспечат утвержденный КИН по продуктивным нефтяным пластам и залежам. На величине КИН сказались и необратимые процессы, произошедшие в пластах в результате резкого снижения пластового давления по сравнению с начальными показателями.

4. Учитывая целый ряд сложных факторов, сопутствующих разработке и эксплуатации месторождения, необходимо было своевременно проводить геолого-технические мероприятия (ГТМ) по стабилизации добычи. В числе рекомендованных ГТМ были бурение боковых стволов из скважин с низкими дебитами нефти и обработка призабойной зоны пласта в целях устранения различного

рода загрязнений, обусловленных длительной эксплуатацией добывающих скважин (в течение 20–30 лет). Такие загрязнения могли возникнуть, например, в результате проведения неудачных кислотных обработок, а также испытаний различных модификаций ГРП. 5. На состоянии разработки месторождения сказались и технико-экономические факторы, в числе которых экономический кризис в РФ в 2008–2010 гг., а затем в 2014–2015 гг.

Таким образом, по результатам анализа геолого-технологических причин, постоянно возникавших в процессе разработки Песчаноозерского месторождения за более чем 30 лет его эксплуатации, можно сделать важнейшее для практики заключение, что все указанные в настоящей статье причины привели к негативным последствиям с точки зрения разработки месторождения. И если в ближайшие годы не будут приняты радикальные меры по исправлению отмеченных серьезных

недостатков, в дальнейшем появятся новые проблемы, которые не позволят достичь КИН, утвержденных ГКЗ для данного месторождения.

6. Накопленный опыт разработки Песчаноозерского месторождения должен быть учтен при проектировании и подготовке к промышленной разработке Таркского нефтяного месторождения, расположенного на западе о. Колгуев в 25 км от Песчаноозерского месторождения. Особенности геологического строения, геолого-геофизические характеристики Таркского месторождения, параметры и ФЕС продуктивных пластов, а также свойства пластовых флюидов во многом аналогичны параметрам Песчаноозерского месторождения. Особое внимание при проектировании и разработке Таркского месторождения должно быть уделено выбору и обоснованию эксплуатационных объектов разработки во избежание ошибок, допущенных при проектировании разработки Песчаноозерского месторождения.

Литература:

1. Кульпин Л.Г., Блох С.С. и др. Дополнение к Технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море. Научно-исследовательская работа ООО «НИПИморнефть». Протокол ЦКР Роснедра № 5200 от 29.08.2011 г.
2. Кульпин Л.Г., Блох С.С. и др. Дополнение к Технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море. Научно-исследовательская работа ООО «НИПИморнефть». Протокол ЦКР Роснедра № 6337 от 16.12.2015 г.
3. Блох С.С., Цыганков В.А., Алексеева Ю.В. и др. Повышение эффективности разработки Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения на о. Колгуев // Актуальные проблемы нефти и газа [Электронный источник]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_15/blokh.pdf (дата обращения 30.10.2019 г.).
4. Блох С.С., Кульпин Д.Л., Ефимова Г.Х. Проблемы разработки Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море // Сб. материалов XVII Геологического съезда Республики Коми. Сыктывкар, 2019. С. 9–12.
5. Блох С.С., Акоюн Р.А., Ефимова Г.Х., Кандауров Д.Ю. О некоторых особенностях разработки арктического нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море // Тез. докл. науч.-техн. конф. «ГЕОПЕТРОЛЬ-2010». Краков, 2010. С. 427–428.
6. Блох С.С., Ефимова Г.Х. Особенности геологического строения и проблемы разработки нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море // Материалы Всерос. научн. конф. «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности». М., 2017. С. 29–30.

References:

1. Kulpin L.G., Bloch S.S., et al. Addition to the Technological Scheme for the Development of the Peschanoozerskoye Oil and Gas Condensate Field on the Kolguev Island in the Barents Sea. Research work of the Offshore Petroleum Research and Engineering Institute LLC. Minutes of the Central Committee of the Federal Agency for Subsoil Use No. 5200 dated 29th August 2011. (In Russ.)
2. Kulpin L.G., Bloch S.S., et al. Supplement to the Technological Scheme for the Development of the Peschanoozerskoye Oil and Gas Condensate Field on the Kolguev Island in the Barents Sea. Research work of the Offshore Petroleum Research and Engineering Institute LLC. Minutes of the Central Committee of the Federal Agency for Subsoil Use No. 6337 dated 16th December 2015. (In Russ.)
3. Bloch S.S., Tsygankov V.A., Alekseeva Yu.V., et al. Improving the Development Efficiency of the Peschanoozerskoye Oil and Gas Condensate Field on the Kolguev Island. Aktual'nye problemy nefti i gaza = Actual Problems of Oil and Gas [Electronic source]. Weblog. Available from: http://oilgasjournal.ru/issue_15/blokh.pdf [Accessed 30th October 2019]. (In Russ.)
4. Bloch S.S., Kulpin D.L., Efimova G.Kh. Problems of Development of the Peschanoozerskoye Oil and Gas Condensate Field on the Kolguev Island in the Barents Sea. In the information package of the XVII Geological Congress of the Republic of Komi. Syktyvkar, 2019. P. 9–12. (In Russ.)
5. Bloch S.S., Akopyan R.A., Efimova G.Kh., Kandaurov D.Yu. About Some Features of the Development of the Arctic Oil and Gas Condensate field Peschanoozerskoye on the Kolguev Island in the Barents Sea. Scientific abstracts of the scientific and technical conference "GEOPETROL-2010". Krakow; 2010. P. 427–428. (In Russ.)
6. Bloch S.S., Efimova G.Kh. Features of the Geological Structure and Problems of Developing the Peschanoozerskoye Oil and Gas Condensate Field on the Kolguev Island in the Barents Sea. Materials of All-Russian Scientific Conference "The Fundamental Basis of Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry". Moscow; 2017. P. 29–30. (In Russ.)