

УДК 622.276.1

С.Н. Кильдышев, директор департамента проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений; **Д.А. Кубасов**, начальник отдела анализа разработки нефтяных и газовых месторождений, ОАО «СибНАЦ»; **А.А. Дорофеев**, заместитель генерального директора, главный геолог, ОАО «Севернефтегазпром»; **А.В. Саранча**, к.т.н., e-mail: sarantcha@mail.ru, ТюмГНГУ

ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МНОГОПЛАСТОВОМ ЮЖНО-РУССКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

CONCEPT OF DEVELOPMENT TARGET DEFINITION IN YUZHNO-RUSSKOE MULTIHORIZON OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD

S. Kildyshev, D. Kubasov, Siberian Scientific Analytical Centre; A. Dorofeev, Severneftegazprom; A.Sarancha, Tyumen State Oil and Gas University

The article represents the concept of development target definition in Yuzno-Russkoe multihorizon oil, gas and condensate field. Historical analysis of a large variety of multihorizon fields in the Western Siberia discovered wrong way in association of significant number of layers of different productivity in common development target. Application of this concept will avoid such errors and achieve acceptable hydrocarbon extraction values, and also elude a large decline in economic efficiency in later development stages.

Keywords: the concept of development target definition, multihorizon oil, gas and condensate field.

Разработка многопластовых месторождений, содержащих различные виды углеводородных флюидов (нефть, газ, газоконденсат и вода), является сложной оптимизационной задачей, от грамотного решения которой зависит, насколько эффективно и рационально будут эксплуатироваться недра.

Определяющую роль при решении данного вопроса играет степень изученности месторождения, а именно – наличие достоверной информации относительно конфигурации залежей, о геолого-физических характеристиках продуктивных пластов, их природных режимах, физико-химических свойств и компонентного состава углеводородного сырья.

Высокая степень изученности позволяет максимально снизить риск ошибки при выборе эксплуатационных объектов, сформировав наиболее рациональную схему их выделения. В то же время очевидно, что высокая степень изученности

характерна для разбуренных месторождений: здесь решения относительно выделения эксплуатационных объектов уже сформированы, и возможна лишь их корректировка.

Таким образом, наиболее актуален вопрос выделения объектов эксплуатации именно на начальном этапе разработки. Как правило, объем исходной информации для проектирования на данной стадии весьма ограничен. В этой связи выбор оптимального количества объектов является задачей неоднозначной. По мере появления новой информации их число может как значительно возрасти, так и существенно уменьшиться. Подобные изменения могут существенным образом отразиться как на технологической, так и на экономической эффективности проекта.

В этой связи целесообразно обратиться к практике разработки многопластовых месторождений Западной Сибири. Накопленный опыт свидетельствует, что

объединение значительного числа пластов в единый эксплуатационный объект приводит к недостаточно полной выработке отдельных продуктивных интервалов. В качестве примера можно привести Самотлорское, Усть-Балыкское и другие месторождения. Изначально объединенные многопластовые горизонты впоследствии были разукрупнены. Причиной этого явилось в первую очередь несоответствие применяемой технологии разработки геолого-физическим характеристикам отдельных пластов. Причем в ряде случаев ошибочное объединение в единые объекты разработки разнопродуктивных пластов нанесло необратимый ущерб недрам. И даже бурение значительного числа дополнительных скважин не в полной мере способствовало исправлению сложившейся неблагоприятной ситуации с выработкой запасов [1, 2]. Поэтому на начальных этапах разработки месторождения более критичный подход

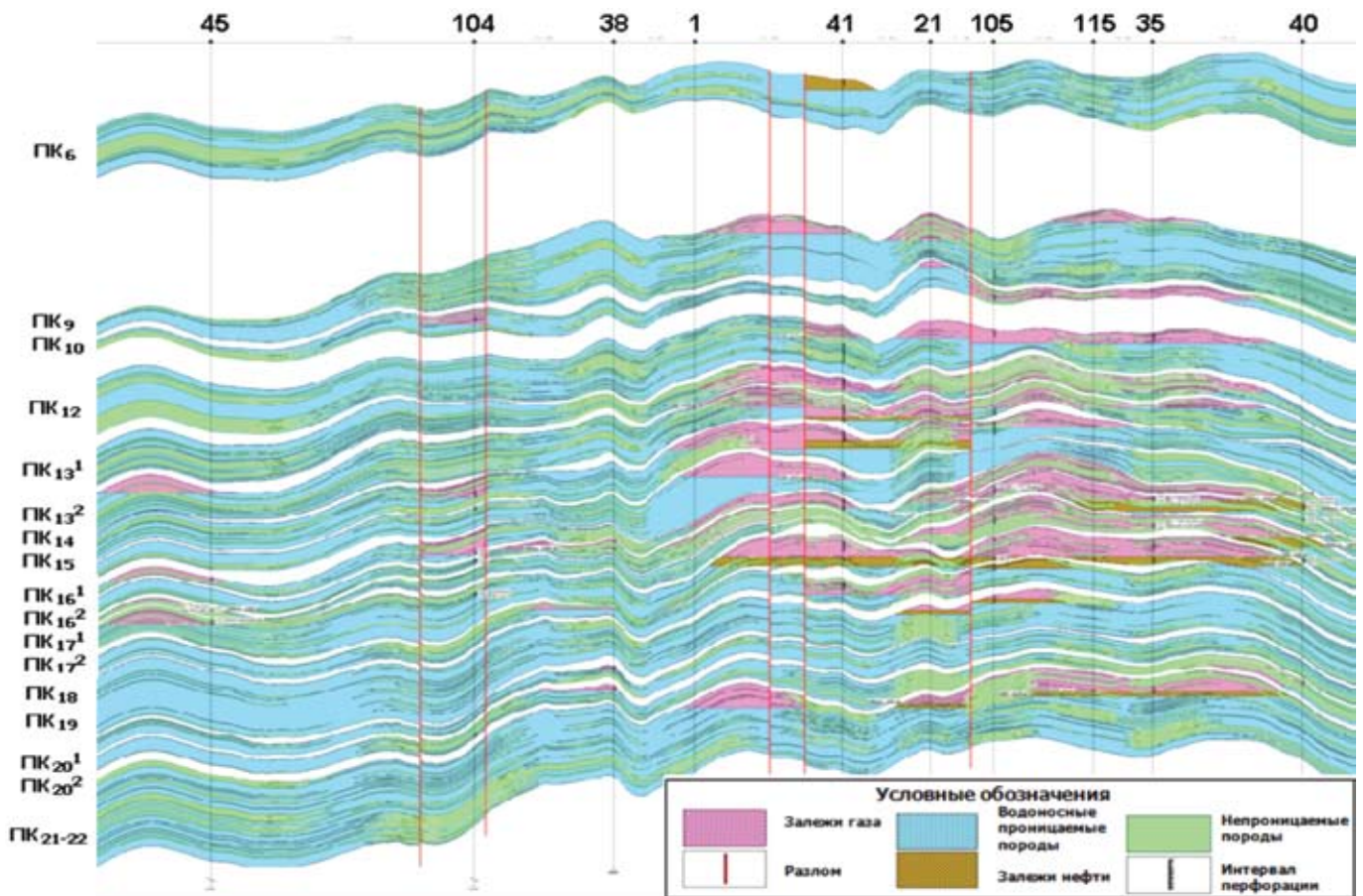


Рис. 1. Геолого-стратиграфический разрез по пластам ПК₆-ПК₂₁₋₂₂

при объединении пластов в единые эксплуатационные объекты, по нашему мнению, является наиболее оправданным, в первую очередь с позиции достижения высоких коэффициентов извлечения. Вводимые в разработку многопластовые месторождения Ямала являются полигоном для применения накопленного опыта разработки прошлых лет. Для апробации вышесказанного подходящим объектом исследований является Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное восточнее г. Новый Уренгой [3, 4].

Месторождение многопластовое, характеризуется значительным этажом нефтегазоносности, порядка 2000 м. По величине извлекаемых запасов газа месторождение относится к уникальным и входит в десятку самых крупных месторождений ЯНАО, находящихся в промышленной эксплуатации [5].

По состоянию на 01.01.2011 г. промышленная нефтегазоносность установлена в терригенных отложениях туронского яруса (пласты Т₁₋₂) и аптальб-сеноманского ярусов (пласты ПК₁, ПК₆, ПК₉, ПК₁₀, ПК₁₂, ПК₁₃¹, ПК₁₃², ПК₁₄, ПК₁₅, ПК₁₆¹, ПК₁₆², ПК₁₇¹, ПК₁₇²,

ПК₁₈, ПК₁₉, ПК₂₀¹, ПК₂₀² и ПК₂₁₋₂₂), отложениях неокома (пласты БТ₄⁰, БТ₄, БТ₁₂, АТ₆ и АТ₁₁), в верхнеюрских отложениях сиговской (пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴⁻¹ и Ю₁⁴⁻²) и среднеюрских отложениях тюменской свит (пласт Ю₂¹ и Ю₂²).

В целом по месторождению выделен 31 продуктивный пласт, представленный 70 залежами, в их числе 8 – газовых, 45 – газоконденсатных, 12 – нефтегазоконденсатных и 5 – нефтяных.

Отметим, что газовые залежи пластов Т₁₋₂ и ПК₁, содержащие основные запасы газа, априори выделены в качестве самостоятельных эксплуатационных объектов. Проектный фонд здесь практически полностью реализован. В этой связи далее в данной работе они не рассматривались.

Наибольшую сложность с позиции выделения объектов эксплуатации представляет 29 нижележащих пластов

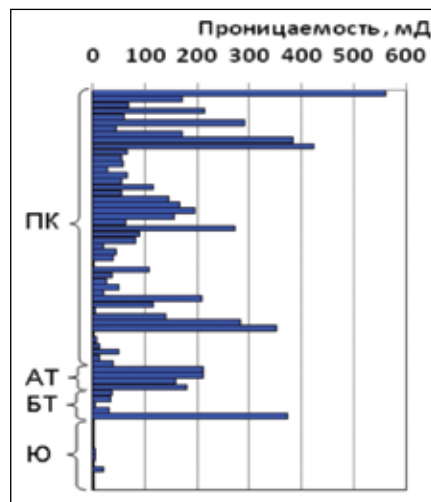


Рис. 2. Гистограмма распределения проницаемости

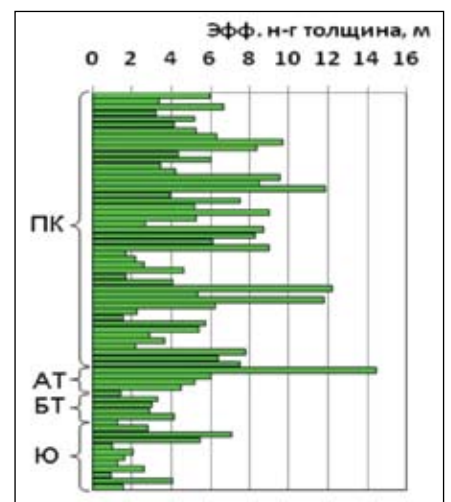


Рис. 3. Гистограмма распределения эффективных нефтегазонасыщенных толщин

Таблица 1. Распределение начальных геологических запасов по группам пластов

Группа пластов	Распределение запасов по типу насыщающих флюидов, %		
	Нефть	Газ	Конденсат
ПК	89	76	43
АТ	5	13	15
БТ	0	2	4
Ю	6	9	38

(с ПК₆ по Ю₂²), которые в настоящее время в разработку не введены. О потенциале нижележащей толщи Южно-Русского месторождения свидетельствует тот факт, что только запасы нефти здесь, согласно утвержденной классификации, соответствуют крупному месторождению. Запасы газа так же весьма значительны – 17,5% от объема по месторождению в целом.

Существенная тектоническая нарушение месторождения обусловила сложный структурно-тектонический тип залежей, представляющий собой сочетание массивного, пластово-сводового и тектонически экранированного типов. Продуктивные нефтенасыщенные, газонасыщенные, зачастую с нефтяной оторочкой пласты характеризуются невыдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и по разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, тектоническими нарушениями. На рисунке 1 представлен геолого-стратиграфический разрез по группе пластов ПК, характеризующийся наибольшим количеством продуктивных пластов.

Диапазон проницаемостей по залежам варьирует в широких пределах от 1 до

580 мД (рис. 2), эффективная нефтегазонасыщенная толщина изменяется от 1 до 14 м (рис. 3). Кроме этого, необходимо отметить, что основной объем запасов сосредоточен в относительно небольших по размерам залежах, зачастую не совпадающих в плане, общее число которых – 68 единиц.

Представленные выше данные свидетельствуют о достаточно сложном геологическом строении Южно-Русского месторождения, существенных различиях фильтрационных свойств и эффективных толщин пластов.

Относительно изученности отметим высокую степень освещенности сейсмическими исследованиями. Более 75% площади участка работ покрыты высоко разрешающей сейсмикой 3D. Плотность профилей 2D – 1,2 км/км². Эксплуатационное бурение на рассматриваемые пласты в настоящее время отсутствует. Площадь месторождения равномерно покрыта сеткой разведочных скважин, но несмотря на это только 25 из 68, или 36,8%, залежей освещены ядерным материалом. Полученный керн исследован на предмет определения коэффициента пористости и проницаемости в объемах, необходимых для построения надежных петрофизических зависимостей.

В то же время нельзя не отметить крайне слабую освещенность исследованиями относительных фазовых проницаемостей, коэффициентов остаточной нефтенасыщенности, свойств пластовых флюидов.

В целом следует отметить достаточно низкое состояние изученности месторождения, что вполне соотносится с начальной стадией разработки.

Обратимся к распределению начальных геологических запасов по группам пластов (табл. 1). Основная доля запасов нефти и газа сосредоточена в пластах группы ПК – 89% и 76% соответственно. Запасы газового конденсата по месторождению относительно небольшие, их основная часть приходится на пласты группы ПК и Ю – 43% и 38% соответственно.

На следующем этапе исследований была проведена дифференциация запасов нефти по зонам насыщения (табл. 2). Результаты свидетельствуют о крайне неблагоприятной структуре запасов. Только 7,4% от общего объема нефти отнесено к чистонефтяной зоне (ЧНЗ), оставшиеся 92,6% являются контактными. Подробно рассмотрим наиболее проблемные с позиции нефтеизвлечения контактные запасы, условно ранжируя их по степени сложности освоения. В водонефтяной зоне (ВНЗ) сосредоточен 21% начальных запасов нефти, здесь разработку можно осуществлять с применением классических, прошедших многократную промышленную апробацию технологий. В газонефтяной зоне в виде оторочек содержится 17,3% запасов нефти. Ввиду высокой

Таблица 2. Распределение начальных геологических запасов нефти по зонам насыщения

Зона насыщения	Распределение начальных геологических запасов нефти по группам пластов, %				
	ПК	АТ	БТ	Ю	Месторождение в целом
ЧНЗ	1,7	-	-	5,8	7,4
ВНЗ	19,9	0,8	-	0,4	21,0
ГНЗ	17,2	-	-	0,1	17,3
ГНВЗ	50,1	4,1	-	-	54,2

Таблица 3. Распределение начальных геологических запасов газа по зонам насыщения

Зона насыщения	Распределение начальных геологических запасов нефти по группам пластов, %				
	ПК	АТ	БТ	Ю	Месторождение в целом
ЧНЗ	20,6	3,0	1,0	8,3	33,0
ВНЗ	31,3	8,0	0,9	0,8	40,9
ГНЗ	13,8	1,6	-	0,1	15,5
ГНВЗ	10,7	-	-	-	10,7

подвижности газа значение конечных коэффициентов нефтеизвлечения здесь может быть существенно ниже. Наиболее сложной задачей является эффективная разработка газонефтеводных зон (ГНВЗ), так как в процессе их разработки негативное влияние, вызванное главным образом процессами конусообразования, усиливается за счет синергетического эффекта, вызванного со стороны газонефтяного и водонефтяного контактов. Доля таких запасов является преобладающей и составляет 54,2%.

В подобном ключе выполнен анализ распределения запасов газа (табл. 3). В водогазовой зоне (ВГЗ) сосредоточен основной объем запасов – 41%, в газонефтяной зоне – 16%, в газонефтеводной зоне (ГНВЗ) – 11%. В чистогазовой зоне (ЧГЗ) сосредоточены около трети запасов газа (33%).

Приведенные данные свидетельствуют о достаточно благоприятном распределении запасов газа, основная доля которого сосредоточена в чистогазовых и водогазовых зонах. Это обстоятельство способствует достижению высоких показателей коэффициента извлечения

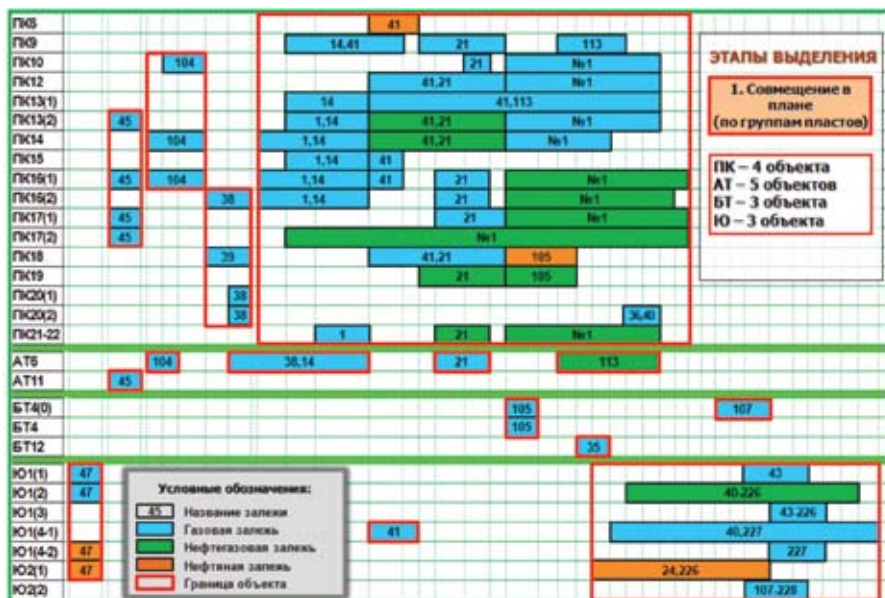


Рис. 4. Схема совмещения залежей в плане по группам пластов

газа, с применением распространенных подходов разработки.

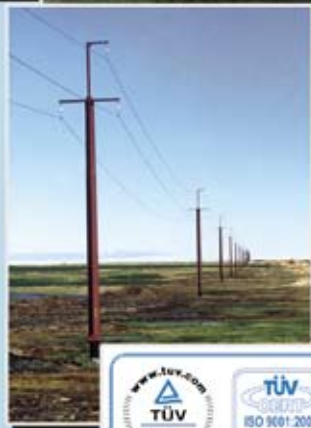
Резюмируя, необходимо отметить, что основные трудности как при разработке, так и при выделении эксплуатационных объектов связаны с нефтегазовыми залежами. Добыча нефти здесь зачастую сопровождается рядом сложностей, таких как прорыв газа из газовой шапки и

последующий срыв подачи насоса, конусообразование со стороны водонефтяного контакта и снижение латеральной составляющей процесса фильтрации с преждевременным обводнением добывающей скважины. Помимо этого, возможны потери нефти при ее миграции и донасыщении газовой шапки, вследствие снижения в ней пластового давления.



ГРУППА КОМПАНИЙ

- Разработка и промышленное производство высокотехнологичных стальных опор новых типов для ЛЭП напряжением 6-10, 35, 110 и 220 кВ.
- Комплексное обслуживание объектов электроснабжения (проектирование, комплектация, строительство ЛЭП и подстанций, пуско-наладка)
- На наших опорах построено более 10 000 км ЛЭП
- Наши заказчики: Газпром, Тоталь, НК "Роснефть", Транснефть, ЛУКОЙЛ, Итера, Ачимгаз, Юрхаровнефтегаз, АЛРОСА, РАО ЕЭС России, Российские железные дороги.



630024 г. Новосибирск,
ул. Сибиряков-Гвардейцев, 50
тел.: (383) 2174009, 2174010, 2174011
www.elsi.ru E-mail: elsi@elsi.ru



Таблица 4. Хронология выделения эксплуатационных объектов

Этапы выделения	Количество эксплуатационных объектов, выделенных на определенных этапах														
	ПК			АТ			БТ			Ю			Месторождение в целом		
	Н	НГ	Г	Н	НГ	Г	Н	НГ	Г	Н	НГ	Г	Н	НГ	Г
Совмещение в плане	4			5			3			3			15		
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Характер насыщения	7			5			3			6			21		
	2	1	4	-	1	4	-	-	3	2	1	3	4	3	14
Условия залегания	12			5			4			6			27		
	2	1	9	-	1	4	-	-	4	2	1	3	4	3	20
Коэффициент расчлененности	16			5			3			6			30		
	2	6	8	-	1	4	-	-	3	2	1	3	4	8	18
Эффективная толщина	16			5			3			6			30		
	2	6	8	-	1	4	-	-	3	2	1	3	4	8	18
Фильтрационные свойства	17			5			3			6			31		
	2	7	8	-	1	4	-	-	3	2	1	3	4	9	18
Свойства пластовых флюидов	17			5			3			6			31		
	2	7	8	-	1	4	-	-	3	2	1	3	4	9	18
Геолого-промысловый анализ	20			5			3			6			34		
	2	10	8	-	1	4	-	-	3	2	1	3	4	12	18

Непосредственно при обосновании выделения эксплуатационных объектов в условиях Южно-Русского месторождения авторы столкнулись со сложностями, вызванными значительным количеством залежей и пластов. Схемы совмещения контуров в этих условиях крайне не информативны. Для удобства дальнейших работ была создана упрощенная, логическая, двухмерная схема совмещения залежей в плане, которая, по мнению авторов, более наглядна и проста в использовании (рис. 4). На представленной ниже иллюстрации по горизонтали пласты расположены согласно их совмещению в плане. По вертикали пласты представлены согласно порядку их залегания. Далее, руководствуясь рядом ограничений и критериев, последовательность использования которых представлена ниже, была сформирована концепция выделения эксплуатационных объектов:

1. Залежи, входящие в самостоятельный объект разработки, должны принадлежать к одной группе пластов (ПК, БТ, АТ или Ю), данное ограничение в первую очередь связано с технологическими возможностями успешной эксплуатации скважин.
2. Обязательным условием при объединении залежей в единый объект

разработки является их совмещение в плане.

3. Далее все залежи были дифференцированы по типу насыщения, выделены три основные группы: газовые (включая газоконденсатные), нефтяные и нефтегазовые. Объединение в объекты эксплуатации рассматривалось только в пределах групп.

4. На данном этапе предварительно объединены залежи, совпадающие в плане, запасы которых отнесены к соответствующим зонам насыщения (ЧНЗ, ВНЗ, ГНЗ, ВГЗ, ЧГЗ, ГНВЗ). Известно, что одновременная эксплуатация различных зон насыщения залежей может негативно отразиться на показателях разработки и степени выработки запасов нефти и газа, ввиду существенных отличий процессов и характеристик вытеснения.

5. Далее подробно рассмотрены показатели расчлененности залежей. Высокие показатели данного параметра позволяют эксплуатировать залежи массивного типа, запасы которых отнесены к контактным совместно с чисто нефтяными и чисто газовыми. Естественные глинистые барьеры препятствуют образованию конусов воды и нефти, что благоприятно отражается на выработке запасов нефти и газа, позволяя достичь при-

емлемые значения коэффициентов извлечения.

6. Важным критерием объединения залежей являются эффективные толщины, которые должны быть близкими по значениям для предотвращения разносторонней выработки, что особенно важно при эксплуатации контактных запасов.

7. Одним из определяющих параметров при объединении являются фильтрационные свойства залежей. Близкие значения проницаемости позволяют обеспечить равномерную выработку запасов нефти и газа.

8. Успешная совместная эксплуатация двух и более пластов единым фильтром во многом зависит и от сопоставимости физико-химических свойств пластовых флюидов.

9. На завершающей стадии выделения эксплуатационных объектов был проведен детальный геолого-промысловый анализ. Для чего были привлечены данные каротажных диаграмм, результаты испытания скважин, практика разработки месторождений аналогов, а также созданные в работе геолого-гидродинамические модели.

Таким образом, на начальных этапах (1–8) формируется первоначальная схема выделения эксплуатационных объектов в первом приближении. После-

дующие корректировки в нее вносились в результате проведения детального геолого-промыслового анализа, результатов геологического моделирования и технологических расчетов, выполненных с использованием трехмерных математических моделей.

Естественно, что значительное число критериев существенно увеличивает количество самостоятельных эксплуатационных объектов, однако столь критичный подход к их выбору может быть наиболее оправданным в условиях начальной стадии изученности месторождения.

На этапе совмещения контуров залежей в пределах групп пластов, рассмотренных на втором этапе, можно выделить 15 эксплуатационных объектов разработки. Соблюдение дальнейших критериев существенно увеличило их число, доведя на восьмом этапе до 31. Детальный геолого-промысловый анализ, а также результаты трехмерного гидродинамического моделирования однозначно показали необходимость выделения нефтегазовых залежей в самостоятельные эксплуатационные объекты, так как обеспечить устойчивую работу системы разработки при условии вскрытия скважиной двух и более нефтегазовых пластов не представляется возможным. Кроме того, для разработки подобных залежей преимущественно предлагается использование горизонтальных скважин.

Таким образом, на последнем этапе число эксплуатационных объектов достигло 34 ед., в их числе – 18 газовых, 4 нефтяных и 12 нефтегазовых. Также необходимо отметить, что довыработку запасов газа из газовых шапок плани-

руется осуществлять после извлечения основных запасов нефтяных частей залежей. Для этих целей предполагается использовать возвратный фонд, выполнивший свое проектное назначение. Таким образом, газовые шапки выделяются в качестве самостоятельных эксплуатационных объектов. Возможность выделения в качестве самостоятельных объектов эксплуатации в рамках одной залежи газовых шапок, водонефтяных и подгазовых зон описывается в регламенте на составление проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [6].

Хронология выделения эксплуатационных объектов на различных этапах представлена в таблице 4.

Еще раз необходимо отметить, что выделение столь существенного количества эксплуатационных объектов обусловлено прежде всего сложным геологическим строением и значительной разницей свойств залежей. В этой связи представленная концепция применительно к многопластовым нефтегазоконденсатным месторождениям видится вполне оправданной. В основу ее формирования в первую очередь заложены принципы рационального недропользования.

Предлагаемые решения позволяют не только достичь высоких показателей извлечения углеводородного сырья, но и избежать снижения экономической эффективности на поздних этапах разработки месторождения, вызванного необходимостью бурения дополнительного фонда скважин при разобщении ошибочно объединенных на начальной стадии пластов.

ВЫВОДЫ

1. В работе проведен анализ, который выявил крайне неблагоприятную структуру начальных геологических запасов нефти, более 90% которых являются контактными, при этом 70% сосредоточены в подгазовых зонах, являющихся наиболее проблемными с позиции разработки.

2. Для удобства работ при формировании объектов эксплуатации сформирована наглядная логическая схема, позволяющая значительно облегчить процесс проектирования в условиях значительного количества залежей и пластов Южно-Русского месторождения.

3. На ранней стадии изученности месторождения критичный подход к объединению пластов в объекты разработки является наиболее оправданным, в первую очередь с позиции рационального недропользования.

4. Объединение нефтегазовых пластов в эксплуатационные объекты значительно осложняет как процесс регулирования разработки, так и процесс контроля ее эффективности. В этой связи авторами предлагается выделение каждой нефтегазовой залежи в отдельный эксплуатационный объект.

5. Также важно отметить следующее: газовые шапки целесообразно выделять в отдельные объекты эксплуатации. Их разработку предлагается осуществлять после первоочередной выработки запасов нефти нефтяных оторочек. В случае одновременной или опережающей разработки газовых шапок возможны значительные потери нефтеотдачи при миграции нефти в газовую часть залежи, вследствие снижения в ней пластового давления.

Литература:

1. Дияшев Р.Н. Некоторые причины негативных последствий совместной разработки многопластовых месторождений и учет их при формировании эксплуатационных объектов (часть 1) // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №6. – С. 92–96.
2. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень – Курган, Издательство «Зауралье», 2010. – 608 с.
3. Южно-Русское нефтегазовое месторождение // Горные ведомости. – 2005. – №7. – С. 102–107.
4. Яровое нефтегазоконденсатное месторождение // Горные ведомости. – 2010. – №8. – С. 86–91.
5. Иванов А.В., Марченко А.В., Лапердин А.Н., Мулявин С.Ф. Проблемы разработки уникальных газовых месторождений ЯНАО и пути их решения // Горные ведомости. – 2010. – №1. – С. 36–41.
6. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений; ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П. Крылова», Москва, 1996. – 201 с.

Ключевые слова: концепция выделения эксплуатационных объектов, многопластовые нефтегазоконденсатные месторождения.