

УДК 550.8

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22

МАТРИЧНАЯ НЕФТЬ, ОСТАТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ

Дмитриевский А.Н.¹, Ефимов А.Г.² Гутман И.С.¹, Скибицкая Н.А.¹, Гафаров Н.А.¹,
Политыкина М.А.³, Бурханова И.О.¹, Большаков М.Н.¹

1 – ИПНГ РАН, 2 – ООО «Газпром добыча Оренбург», 3 – ООО «ВолгоУралНИПИГаз»

E-mail: skibitchka@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены перспективы повышения ресурсного потенциала Оренбургского НГКМ за счет вовлечения в освоение трудноизвлекаемых запасов матричной нефти – высокомолекулярного сырья газоконденсатной части месторождения.

Уточненные суммарные геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (матричной, ВМС) в газовой части Оренбургского месторождения составили 3,058 млрд т, в том числе запасы жидких нефтяных углеводородов 2,421 млрд т, суммарные запасы высокомолекулярных компонентов (масел, смол, асфальтенов) 637,2 млн т, из которых 337,72 млн т составляют запасы масел.

Показано, что в процессе снижения пластового давления при разработке месторождения на режиме истощения, часть газа, связанного с высокомолекулярными компонентами, переходит из связанного в свободное состояние, восстанавливая термодинамическое равновесие. При оценке запасов в ГКЗ связанный газ не учитывается.

Предлагаемая технология циклической прокачки углекислого газа и легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя с заключительной прокачкой CO₂ для максимально полного извлечения растворителя позволяет также, помимо нефти и ретроградного конденсата, добыть дополнительные объемы газа и существенно увеличить коэффициент извлечения газа на месторождении.

На месторождениях с высокой концентрацией битуминозных компонентов в составе матричной нефти (каким и является Оренбургское НГКМ) в качестве растворителя должен быть использован ароматический растворитель, например ароматический бензол-толуольный концентрат, извлеченный из фракции БТК добываемых жидких углеводородов (ЖУВ) – ретроградного конденсата и светлых фракций матричной нефти. Применение ароматического растворителя создает также

возможность эффективной добычи редкоземельных и благородных металлов, содержащихся в битуминозных компонентах матричной нефти в промышленных концентрациях.

Результаты многолетних исследований позволяют рекомендовать разработанные технологии освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений для внедрения в промышленном масштабе.

Ключевые слова: трудноизвлекаемый, запасы, матричная нефть, Оренбургское НГКМ, нефтегазоконденсатное месторождение, связанный газ, масла, смолы, асфальтены.

MATRIX OIL AND RESIDUAL GAS RESERVES OF ORENBURG OIL-GAS CONDENSATE FIELD AND PROSPECTS OF THEIR DEVELOPMENT

Dmitrievsky A.N.¹, Efimov A.G.², Gutman I.S.¹, Skibitskaya N.A.¹, Gafarov N.A.¹, Politykina M.A.³, Burkhanova I.O.¹, Bolshakov M.N.¹

1 – OGRI RAS, 2 – «Gazprom Dobyicha Orenburg», 3 – «VolgoUralNIPigaz»

E-mail: skibitchka@mail.ru

Abstract. In the article prospects of Orenburg OGCF resource potential increase are shown. It is based on involving in development of hard-to-recover matrix oil reserves. The matrix oil is high-molecular materials of gas-condensate part of the field.

Reconfirmed summary geological reserves of hard-to-recover oil (matrix oil) in gas part of Orenburg Field are 3,058 billion t, including liquid oil hydrocarbons reserves of 2,421 billion t, summary reserves of high-molecular components (oils, resins, asphaltenes) are 637,2 million t including 337,72 million t of oils.

The article shows that during field developing on depletion mode gas bounded by high-molecular components partially goes from bounded to free state restoring thermodynamic equilibrium. The bounded gas is not taken into account in gas reserves estimating by State Commission for Reserves.

Proposed technology of cyclic injections of carbon dioxide gas and volatile in reservoir hydrocarbon solvent with final CO₂ injection for maximal solvent recovery allows apart from oil and retrograde condensate to obtain additional gas volumes and significantly raise up gas recovery rate on the field.

On fields with high concentration of bitumen components in matrix oil (like Orenburg OGCF) an aromatic solvent should be used in the capacity of a solvent. For example it would be

aromatic benzol-toluene concentrate taken out from BTC fraction of liquid hydrocarbons being recovered – retrograde condensate and light fractions of matrix oil. Using of aromatic solvent also gives possibility to effectively produce rare-earth and precious metals that matrix oil bitumen components contain in production concentrations.

Long-term investigations results allow to recommend that worked out project of hard-to-recover hydrocarbons reserves developing on gas condensate and oil-gas condensate fields for implementation in production scale.

Keywords: hard-to-recover, reserves, matrix oil, Orenburg OGCF, oil-gas condensate field, bounded gas, oils, resins, asphaltenes.

В связи с падением добычи газа и конденсата на Оренбургском НГКМ приоритетным вопросом для ОАО «Газпром» и ООО «Газпром добыча Оренбург» является воспроизводство минерально-сырьевой базы – основы эффективной работы Оренбургского газохимического комплекса (ГХК) на ближнюю и дальнюю перспективу.

К сожалению, добыча традиционных запасов газа и конденсата на ОНГКМ неуклонно падает, а вновь открытые запасы углеводородов в регионе не смогут обеспечить бесперебойную работу ГХК.

Разрабатываемые технологии нацелены на создание комплексного производства по направленной добыче (вместе с газом и конденсатом) нефти из газонасыщенных толщ ОНГКМ, которая по своему генезису произведена в самой нефтегазоматеринской толще газоконденсатной залежи на ранних стадиях нефтегенерации – стадиях «нефтяного окна» МК₁–начало МК₂.

По мере углубления знаний в процессе исследований природы происхождения и компонентного состава нефти название ее менялось от высокомолекулярного сырья (ВМС) газоконденсатной залежи до матричной нефти – карбонатного аналога сланцевой нефти. Однако однозначным остается понимание того, что нефть находится в собственной нефтегазоматеринской карбонатной толще и свойства нефти, а также структурно-емкостные и фильтрационные характеристики продуктивных зон месторождения определяются стадиями катагенетического преобразования породообразующей карбонатной матрицы и находящегося в ней органического вещества. Запасы такой нефти относятся к категории трудноизвлекаемых [1, 2].

Геологические запасы матричной нефти – высокомолекулярного сырья (ВМС) газовой части ОНГКМ

Подсчитанные на основе разработанных методик специалистами ИПНГ РАН, ООО «ВолгоУралНИПИГаз» и компании «Роксар» геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (определенной на тот момент исследований как ВМС) были представлены на рассмотрение и экспертизу в ГКЗ МПР РФ. Экспертно-технический совет Федерального государственного учреждения «Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых» Роснедра Министерства природных ресурсов в 2004 г. оценил суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья (нефти) в зонах газонасыщения недр Оренбургского газоконденсатного месторождения в объеме 2,59 млрд т нефтяного эквивалента, в том числе 578 млн т масел в нефтяном эквиваленте отнесены к запасам категории С₂.

Опытными работами ООО «Газпром добыча Оренбург» (по договорам с ООО «Центр высокомолекулярных технологий», представляющим интересы ИПНГ РАН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», специалистами ООО «ВолгоУралНИПИГаз», ФГУП «НВНИИГГ») на скважинах и аналитическими исследованиями добываемой жидкой продукции, помимо высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, масел), подтверждено наличие большого количества жидких нефтяных углеводородов (ЖУВ) в зонах газонасыщения ОНГКМ и показана принципиальная возможность их добычи.

На основе разработанной уточненной методики и созданных оригинальных геолого-геохимических математических моделей в 2012 г. для Оренбургского НГКМ учеными ИПНГ РАН был проведен уточненный подсчет геологических запасов матричной нефти суммарный и по ее отдельным компонентам (жидким нефтяным углеводородам, маслам, смолам, асфальтенам), см. табл. 1 и рис. 1–8. Необходимо отметить, что разработанная методика и подсчет геологических запасов матричной нефти не были подготовлены для прохождения государственной экспертизы и утверждения запасов в ФБУ ГКЗ МПР РФ.

Уточненные суммарные геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (матричной, ВМС) в газовой части Оренбургского месторождения составили 3,058 млрд т, в том числе запасы жидких нефтяных углеводородов – 2,421 млрд т, суммарные запасы высокомолекулярных компонентов (масел, смол, асфальтенов) – 637,2 млн т, из которых 337,72 млн т составляют запасы масел.

Таблица 1

Результаты дифференцированного подсчета геологических запасов матричной нефти и ее жидких углеводородных и высокомолекулярных компонентов, в том числе масел, смол, асфальтенов в продуктивных отложениях Оренбургского НГКМ

Возраст отложений	Тип коллектора	Запасы высокомолекулярных компонентов (ВМК), тыс. т				Запасы ЖУВ матричной нефти, тыс. т	Суммарные запасы матричной нефти, тыс. т
		Суммарные запасы ВМК, тыс. т	Масла, тыс. т	Смолы, тыс. т	Асфальтены, тыс. т		
Итого по типам, тыс. т	тр/пор	374348,9	198404,9	103574,1	72369,8	1154052,8	1528401,6
	пор	262857,1	139315,6	72875,8	50665,2	1267012,7	1529869,8
Итого по типам, %	тр/пор	58,7	58,7	58,7	58,8	47,7	50,0
	пор	41,3	41,3	41,3	41,2	52,3	50,0
ИТОГО		637206,0	337720,5	176449,9	123035,0	2421065,5	3058271,4



Рис. 1. Результаты подсчета геологических запасов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ, тыс. т (дифференциация по частям месторождения)

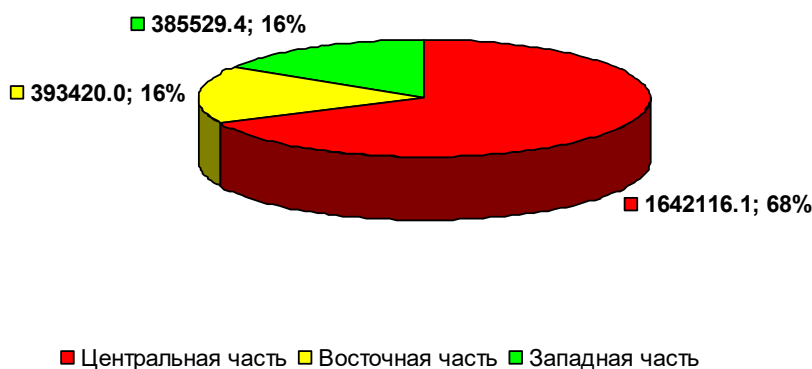


Рис. 2. Результаты подсчета геологических запасов жидких углеводородов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ, тыс. т (дифференциация по частям месторождения)

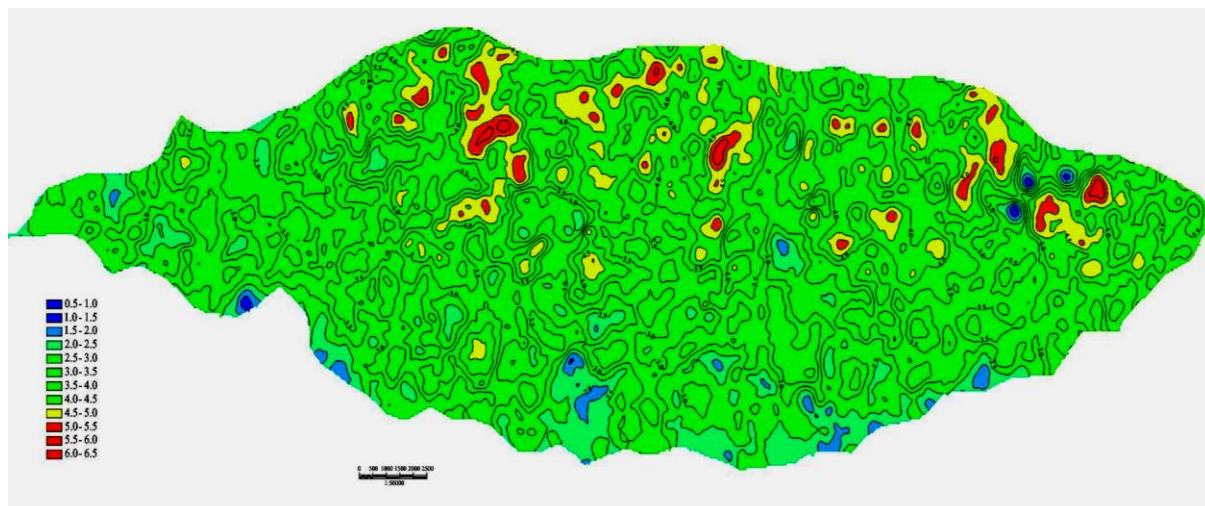


Рис. 3. Линейные запасы матричной нефти в поровых и трещинно-поровых коллекторах центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

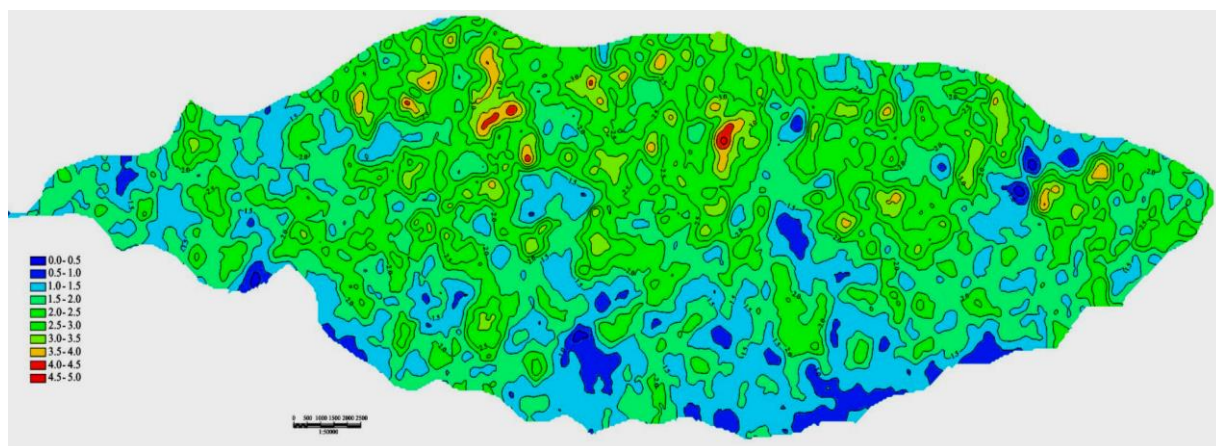


Рис. 4. Линейные запасы матричной нефти в поровых коллекторах в центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

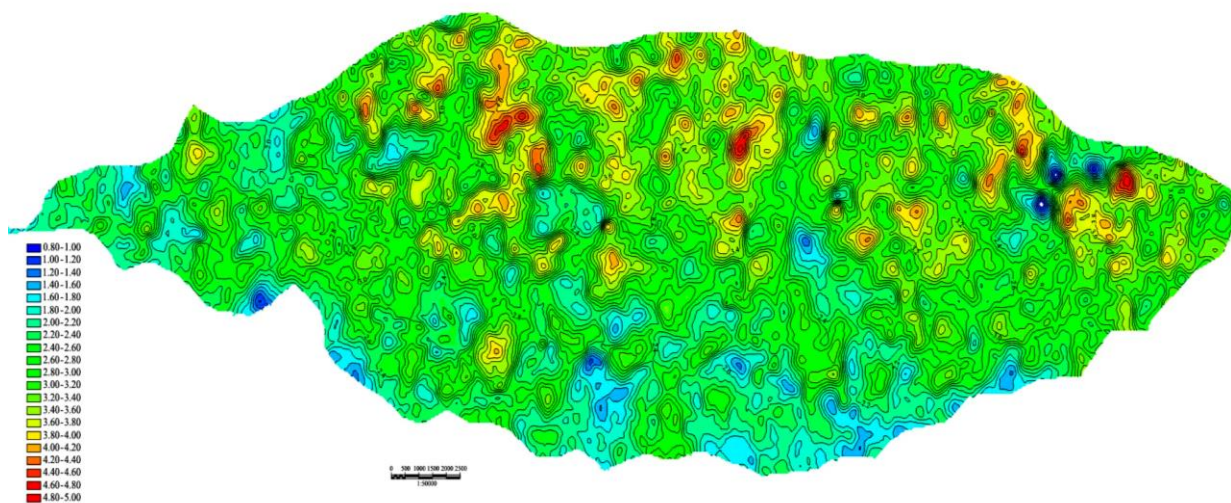


Рис. 5. Линейные запасы жидких углеводородов матричной нефти в поровых и трещинно-поровых коллекторах в центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

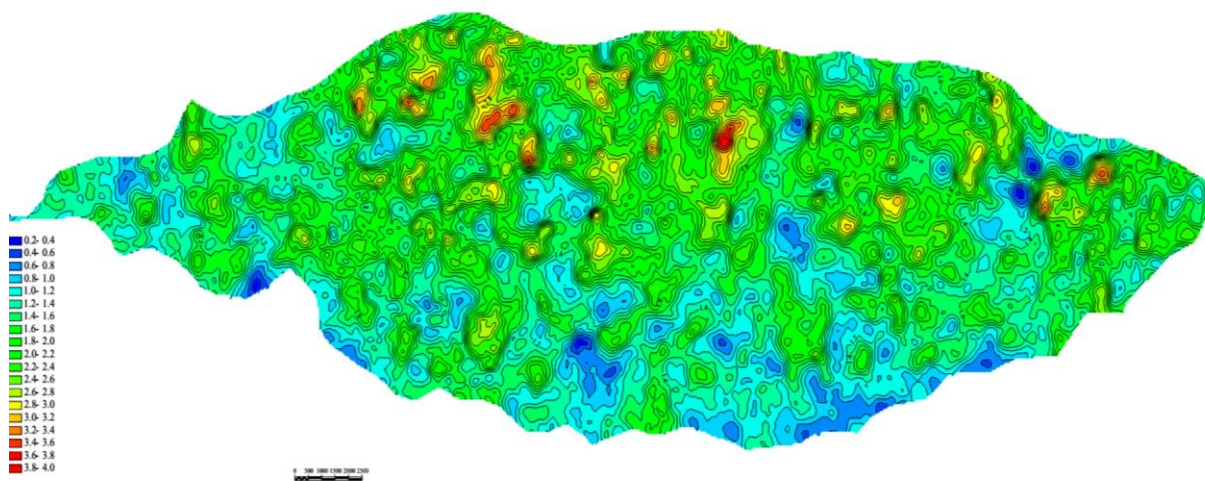


Рис. 6. Линейные запасы жидких углеводородов матричной нефти в поровых коллекторах центральной части ОНГКМ, т/м²

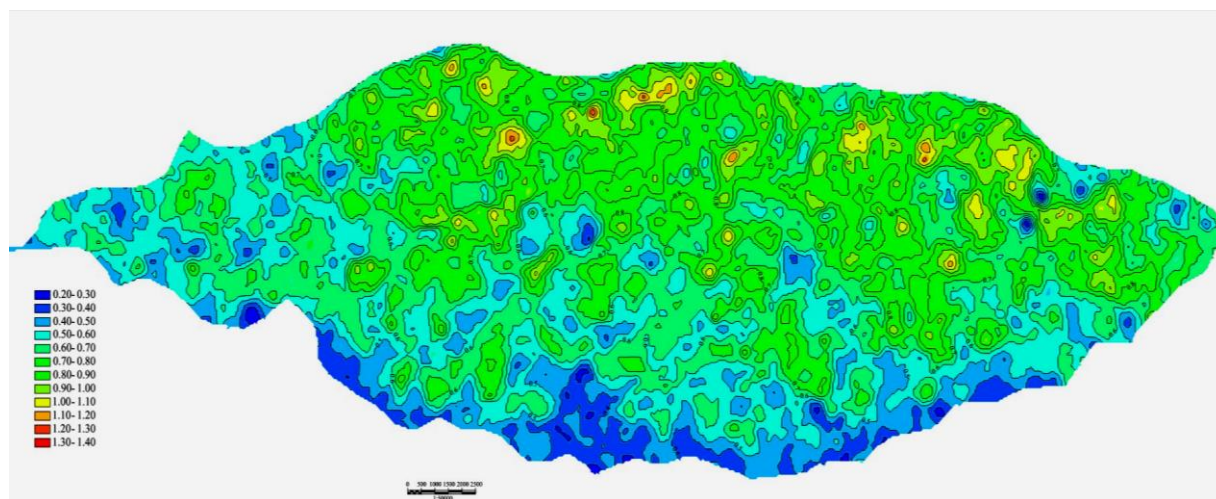


Рис. 7. Линейные запасы высокомолекулярных компонентов матричной нефти (асфальтенов, смол, масел) в поровых и трещинно-поровых коллекторах в центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

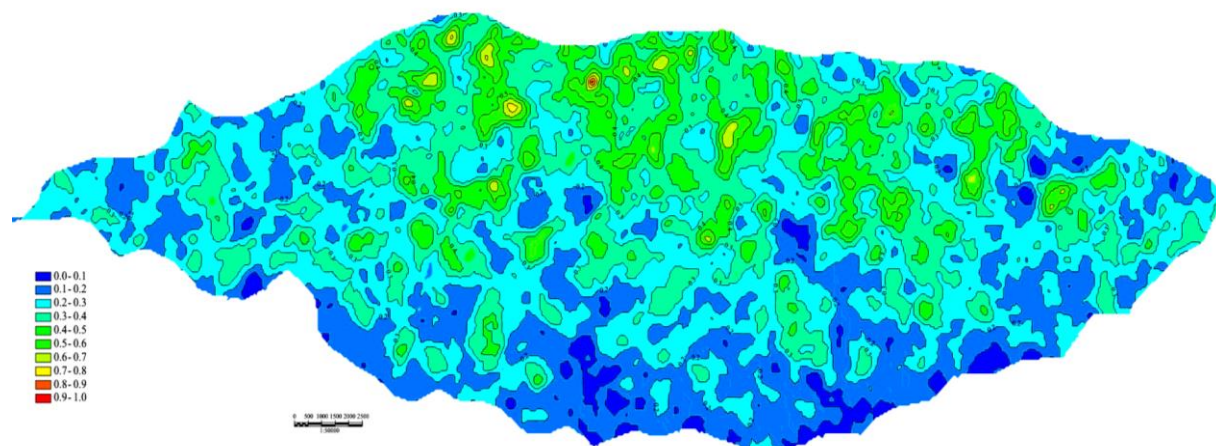


Рис. 8. Линейные запасы высокомолекулярных компонентов матричной нефти (асфальтенов, смол, масел) в поровых коллекторах центральной части ОНГКМ, т/м²

В поровых коллекторах ($K_p \geq 6\%$) в газовой части ОНГКМ суммарные геологические запасы нефти составляют 1,530 млрд т, при этом геологические запасы жидких нефтяных углеводородов составляют 1,267 млрд т. Кроме того, геологические запасы масел в поровых коллекторах составляют 139,316 млн т. Таким образом, в поровых коллекторах продуктивных отложений ОНГКМ суммарные геологические запасы масел и жидких нефтяных углеводородов составляют 1,406 млрд т.

Эти запасы могут быть отнесены к геологическим запасам категории C_2 и даже C_1 , в соответствии с классификацией запасов нефти и ресурсов горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477:

– Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения, относятся к категории C_2 (оцененные).

– Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, относятся к категории C_1 (разведанные).

В трещинно-поровых коллекторах ОНГКМ суммарные геологические запасы нефти составляют 1,528 млрд т, в том числе геологические запасы жидких углеводородов – 1,154 млрд т и геологические запасы масел – 198,405 млн т. Запасы жидких углеводородов в трещинно-поровых коллекторах могут быть отнесены к перспективным ресурсам.

Таким образом, запасы масел и жидких углеводородов, которые на данный момент можно было бы отнести к геологическим запасам категории C_1 , составляют в сумме 1,406 млрд т. При коэффициенте извлечения нефти равном только 10% извлекаемые запасы месторождения могут составить 140,6 млн т, что по классификации запасов и ресурсов нефти, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, приближается к категории месторождений с крупными запасами и в полтора раза превышает расчетные извлекаемые запасы нефти Восточной оторочки ОНГКМ. При коэффициенте извлечения 20% извлекаемые запасы составят 281 млн т, что может

существенно перекрыть весь сформированный нефтяной баланс ООО «Газпром нефть» по Оренбургской области. Притом, что еще существует ресурсный резерв жидких углеводородов (1,154 млрд т) в трещинно-поровых коллекторах ОНГКМ.

Необходимо отметить, что высокомолекулярные компоненты нефти ОНГКМ (асфальтены и смолы) содержат редкоземельные металлы (ванадий, никель, галлий), серебро в достаточных концентрациях для их извлечения в виде товарных продуктов при глубокой переработке нефти [3]. Технологический процесс извлечения в хвостах нефтепереработки редкоземельных металлов повышает рентабельность Проекта в целом и обеспечивает устойчивость всего процесса добычи и переработки нефти ОНГКМ.

Добыча уникальных запасов трудноизвлекаемой нефти на разрабатываемых обустроенных месторождениях с развитой инфраструктурой, особенно на таких крупных, как Оренбургское НГКМ, значительно более рентабельна по сравнению с добычей газа, конденсата и нефти на вновь вводимых средних и малых месторождениях и позволит продлить на десятилетия жизнь таких градообразующих месторождений и регионов, в целом.

Технологии добычи трудноизвлекаемой матричной нефти (ВМС) ОНГКМ

Работы по выявлению эффективности отдельных технологий, возможности их комплексирования для наиболее рентабельной добычи вместе с газом и конденсатом трудноизвлекаемой нефти из газонасыщенных зон месторождения планировались на опытном полигоне в центральной части Оренбургского месторождения. Наряду с выбором комплекса наиболее эффективных технологий целью работ на опытном полигоне является оценка коэффициента извлечения трудноизвлекаемой нефти (КИН) ОНГКМ и на его основе оценка извлекаемых запасов для их постановки на баланс.

На основе проведенных стендовых испытаний, опытных работ в скважинах на Оренбургском НГКМ и локального гидродинамического моделирования (в рамках выполнения работ по договорам с ООО «Газпром» и ООО «Газпром добыча Оренбург») была доказана возможность добычи жидких углеводородов (нефти и ретроградного конденсата) из газонасыщенных зон НГКМ, находящихся в емкостных объемах продуктивных отложений в концентрациях ниже порога фильтрации. Исследовались возможности технологий циклической закачки от нагнетательной к добывающей скважине, то есть поочередной закачки и прокачки через нефтегазонасыщенный объект, легко испаряемого в условиях пласта жидкого углеводородного растворителя

ароматического (толуола, фракции толуольного концентрата) или нормального (гексана, газолиновых фракций) и сухого газа (азота, углеводородного после низкотемпературной сепарации) с заключительной прокачкой через объект сухого газа с целью максимального извлечения оставшегося в пласте растворителя [3–5]. Стендовым моделированием технологий добычи пластовых ЖУВ (в концентрациях ниже порога фильтрации) циклической прокачкой равных в пластовых условиях объемов растворителя (как ароматического – толуол, так и алифатического – гексан) и сухого газа и опытными работами на скважине № 2008 ОНГКМ доказано отсутствие при такой прокачке прорывов газа непосредственно от нагнетательных к добывающим объектам.

На рис. 9 показана принципиальная схема обустройства опытного полигона для проведения работ по данной технологии.

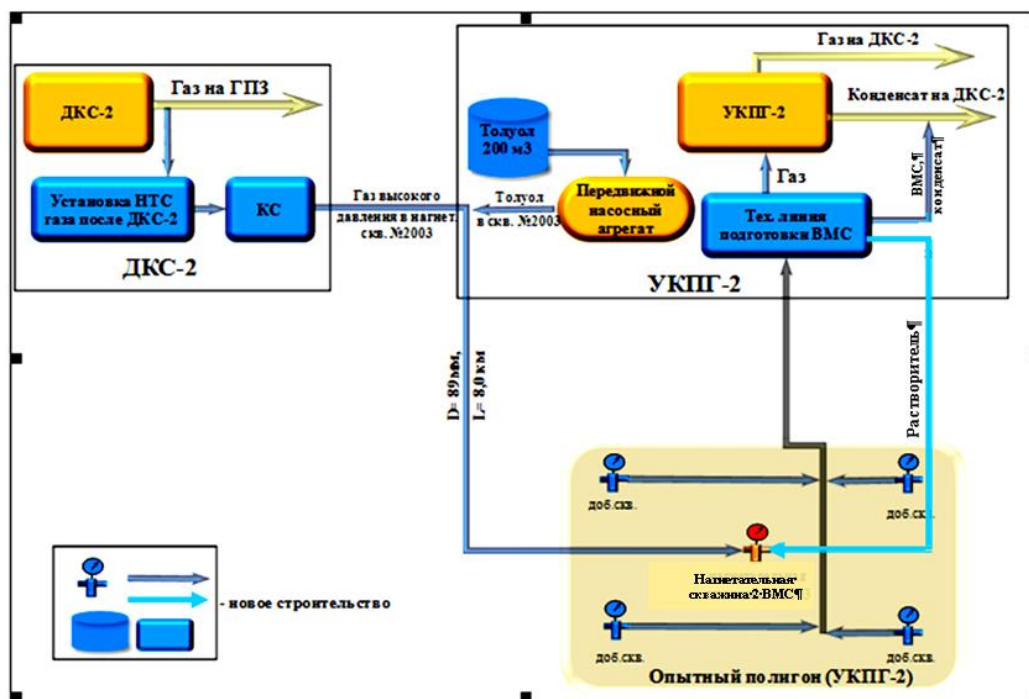


Рис. 9. Принципиальная схема циклической закачки в нагнетательную скважину растворителя и газа и добычи ВМС на опытном полигоне зоны УКПГ-2 ОНГКМ

На рис. 10 приведен расчет показателей разработки, выполненный в ООО «ВУНИПИГаз» на основе локального гидродинамического моделирования по 3 вариантам (В175.20, В700.80 и Р700.80) в виде сопоставления динамики накопленной добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) с динамикой объема ЖУВ, оставшегося в пласте. Расчеты проведены для технологии циклической прокачки от нагнетательной к добывающим скважинам жидкого углеводородного растворителя и сухого газа с

заключительной прокачкой сухого газа на опытном полигоне ОНГКМ. Наиболее предпочтительным для проведения опытных работ на опытном участке ОНГКМ по расчетам ООО «ВУНИПИГаз» является вариант Р700.80, предусматривающий максимальные объемы закачки растворителя и газа в нагнетательную скважину опытного объекта, при условии проведения в ней радиального вскрытия продуктивных отложений [6], см. рис. 10.

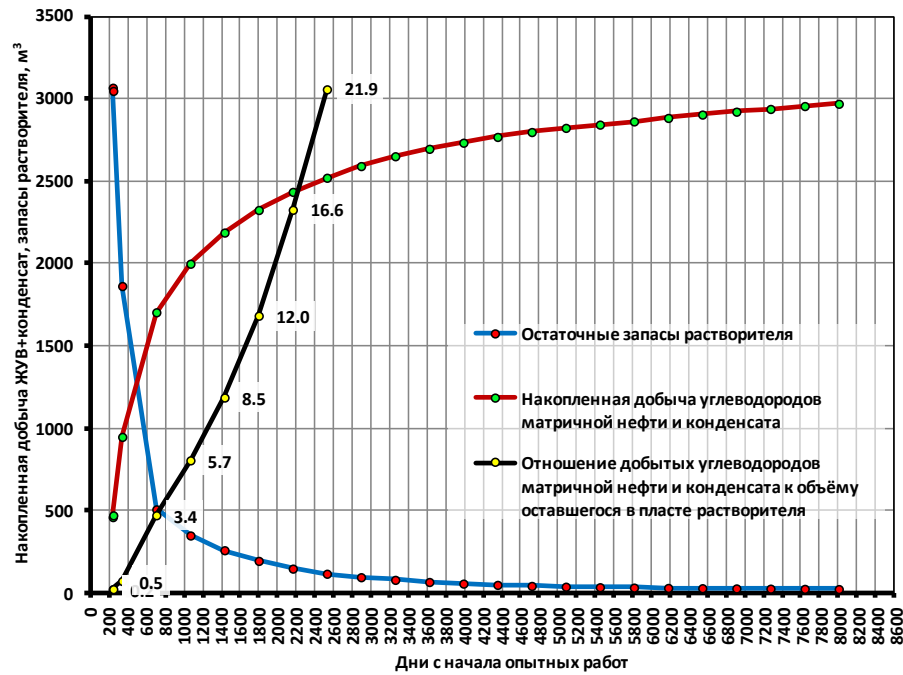
Локальным гидродинамическим и стендовым моделированием (ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «ВУНИПИГаз», ООО «Петон») изучалась эффективность добычи нефти из газонасыщенных зон ОНГКМ закачкой CO_2 и обработкой CO_2 прискважинных зон в ассельской залежи.

Применение CO_2 вместо использования сухого углеводородного газа при циклической прокачке растворителя и газа потребует обязательного применения ароматического растворителя, который позволит исключить нежелательный для добычи битуминозной матричной нефти ОНГКМ эффект выпадения в осадок асфальтенов в процессе смешения нефти и CO_2 и, как следствие, резкое снижение проницаемости продуктивного объекта.

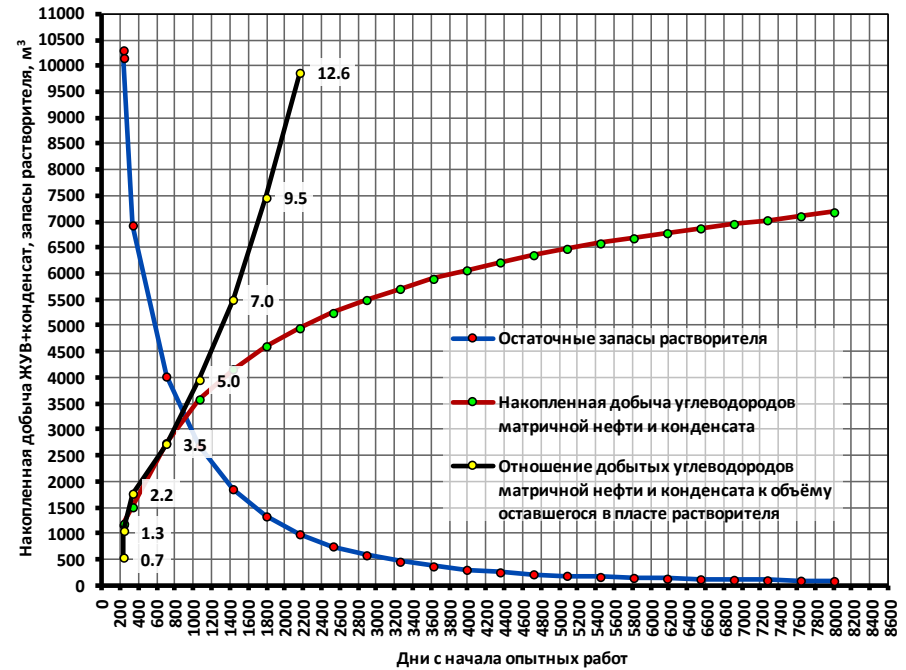
Применение ароматического растворителя, например, ароматического бензол-толуольного концентрата, извлеченного из фракции БТК добываемых ЖУВ (ретроградного конденсата и светлых фракций матричной нефти) создает также возможность эффективной добычи редкоземельных и благородных металлов, содержащихся в битуминозных компонентах матричной нефти в промышленных концентрациях [7].

На рис. 11 представлена разработанная ООО «Газпром добыча Оренбург» принципиальная схема добычи ВМС (матричной нефти из газовой части ОНГКМ) на этапе ОПЭ. На схеме дополнительно показана возможность повышения эффективности добычи ВМС циклической прокачкой CO_2 и ароматического растворителя.

Технологии циклических закачек в нагнетательные и добычи продукции через эксплуатационные скважины также могут быть эффективно реализованы через встречные горизонтальные нагнетательный и добывающие стволы (рис. 12) длиной до полутора/двух километров, пробуренные из вертикальных стволов нагнетательных и эксплуатационных скважин, что позволит обеспечить более высокий КИН и снизить величину капитальных затрат.



а)



б)

Рис. 10. Сопоставление динамики накопленной добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) с динамикой объема оставшегося в пласте растворителя на проектируемом опытном полигоне ОНГКМ с применением технологии циклической прокачки от нагнетательной к добывающим скважинам легко испаряемого в условиях пласта жидкого углеводородного растворителя и сухого газа с заключительной прокачкой сухого газа

- а) – вариант Р175.20 – по 175 м³ растворителя и 20 тыс. м³ газа за один цикл закачки, суммарный объем ароматического растворителя составит 3500 м³, газа – 400 тыс. м³;
- б) – вариант Р700.80 – по 700 м³ растворителя и 80 тыс. м³ газа за один цикл закачки, суммарный объем растворителя составит 14000 м³, газа – 1,6 млн. м³

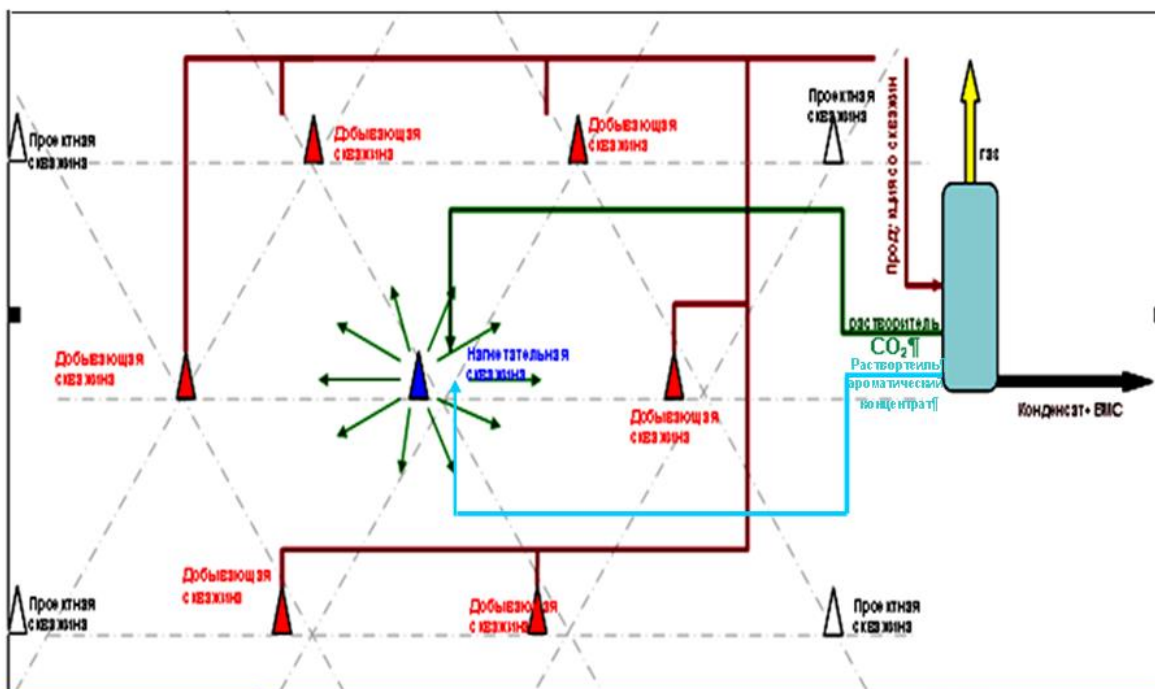


Рис. 11. Принципиальная схема разработки ВМС (матричной нефти и ретроградного конденсата) на этапе ОПЭ (ООО «Газпром добыча Оренбург»)

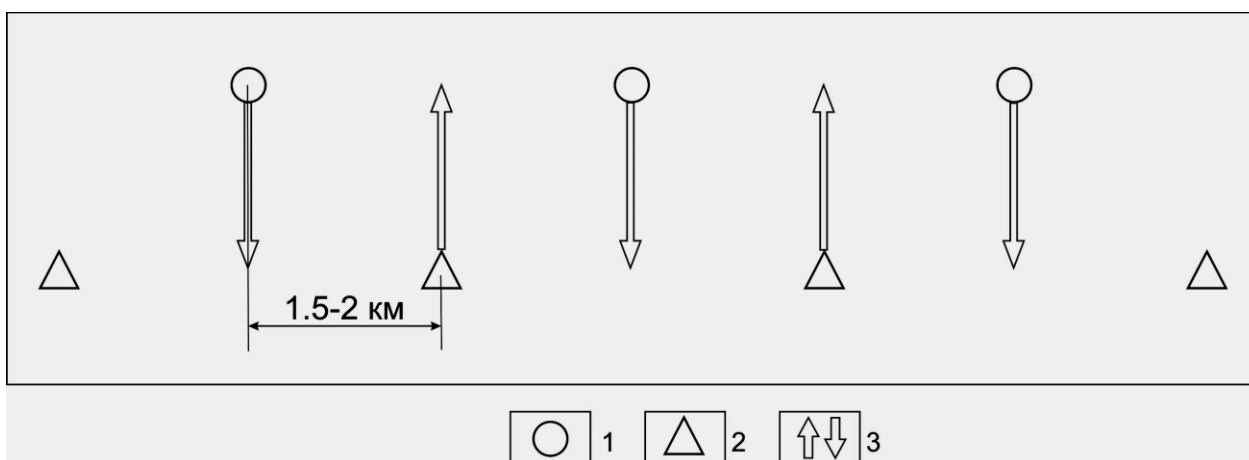


Рис. 12. Схематическое расположение горизонтальных нагнетательных и добывающих стволов, пробуренных из вертикальных скважин, для реализации добычи матричной нефти (ВМС) и ретроградного конденсата из газонасыщенных продуктивных отложений НГКМ: 1 – добывающие скважины, 2 – нагнетательные скважины, 3 – горизонтальные стволы

Планируемые к внедрению на опытных полигонах предложенные технологии добычи нефти из газовой части ОНГКМ позволят также, помимо нефти и ретроградного конденсата, добыть дополнительные объемы газа и увеличить коэффициент извлечения газа на месторождении.

Перспективы повышения газоотдачи на ОНГКМ

В процессе разработки фильтрующие динамические нефтегазонасыщенные емкостные объемы продуктивных отложений заполняются водой при обводнении залежи на режиме активного ГВК или при увеличении объема пластовых ЖУВ за счет выпадения и смешения с пластовой (матричной) нефтью ретроградного конденсата на поздних стадиях разработки. Это приводит к защемлению существенных объемов свободного газа в центральной части пор. Чем крупнее поры, тоньше соединяющие их каналы и чем выше на месторождении газоконденсатный фактор, тем раньше произойдет подобное защемление газа и тем больше будет объем остаточного газа, исключенного из процесса фильтрации далеко не на поздних стадиях разработки [4, 8].

На рис. 13 показана структурная характеристика пластовых флюидов в емкостных и в эффективных емкостных объемах водонефтегазонасыщенных пород [8]. Чем выше в породе газонасыщенность и ниже водонефтенасыщенность, тем больше центральная часть соединяющих поры каналов будет заполнена газом. То есть, чем выше будет связанность порового газа в каналах фильтрации, тем выше будет фазовая газопроницаемость. Чем более гидрофобной будет порода, тем более связанной будет в ней нефть и тем более свободной вода, а значит, и выше фазовая проницаемость породы по воде, так как вода будет также, как и газ стремиться заполнить центральную часть поровых каналов [4, 8].

При низкой водонефтенасыщенности и высокой газонасыщенности центральная часть поровых каналов заполнена газом. Чем крупнее поры и тоньше каналы, тем больший объем потенциально защемленного газа будет содержаться в поровых объемах пород. Фильтрация такого газа в емкостных объемах происходит только через его разгрузку в газонасыщенную часть динамически непрерывно связанных фильтрующих объемов в результате расширения газа за счет снижения пластового давления при создании депрессии на пласт в прискважинной зоне добывающих скважин. На начальных стадиях разработки при высоких пластовых давлениях энергии защемленного в порах газа достаточно для разрыва сплошности жидкой фазы в каналах фильтрации и обеспечения однофазной фильтрации по газу. На последующих стадиях разработки, при снижении пластового давления, энергии газа в том же структурно защемленном газовом объеме станет уже недостаточно для разрыва сплошности жидкой фазы (воды, нефти) в динамических объемах каналов фильтрации и истощенный продуктивный пласт перейдет на режимы двухфазной или даже трехфазной фильтрации.

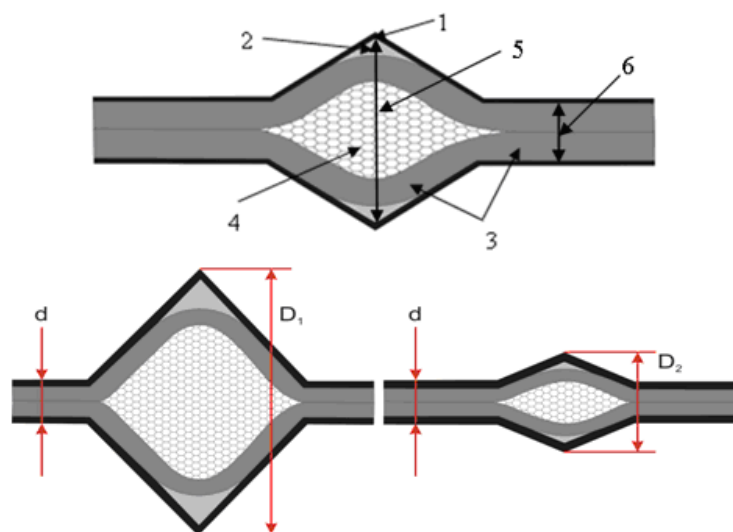


Рис. 13 (а, б, в). Структурная характеристика пластовых флюидов в емкостных объемах пород: 1 – пленочная вода (порода более фильна по отношению к воде) или пленочная нефть (порода более фильна по отношению к нефти); 2 – вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая) или нефть углов пор (порода более фильна по отношению к нефти); 3 – динамический (непрерывно связанный) объем нефти (порода более фильна по отношению к воде) или непрерывно связанный объем воды (порода более фильна по отношению к нефти); 4 – структурно-защемленный неподвижный объем нефти; 5(D_1, D_2) – диаметр пор; 6(d) – диаметр каналов

На рис. 14–16 приведены карты эффективной пористости, динамической пористости и объемной структурно-защемленной (защемленной в порах) газонасыщенности в продуктивных отложениях артинского яруса в Центральной части ОНГКМ. Как видим, максимальные объемы структурно-защемленного газа приурочены к зонам с наиболее высокой эффективной пористостью, наиболее высокой газонасыщенностью с развитой динамической (фильтрующей) пористостью, то есть к наиболее проницаемой части продуктивной толщи артинских отложений. Такая же закономерность присуща и отложениям остальных эксплуатационных объектов ОНГКМ.

Если учесть, что эти же зоны с высокой газонасыщенностью и высокими объемами структурно-защемленного газа характеризуются и наиболее высокой насыщенностью ЖУВ матричной нефти, то становится очевидным, что именно в таких зонах возможно эффективное применение планируемых технологий циклической прокачки углекислого газа и ароматического растворителя с завершающей прокачкой углекислого газа для комплексного решения задач на заключительных стадиях разработки НГКМ и достижения:

- максимально полной газоотдачи через замещение оставшегося газа на CO_2 ;

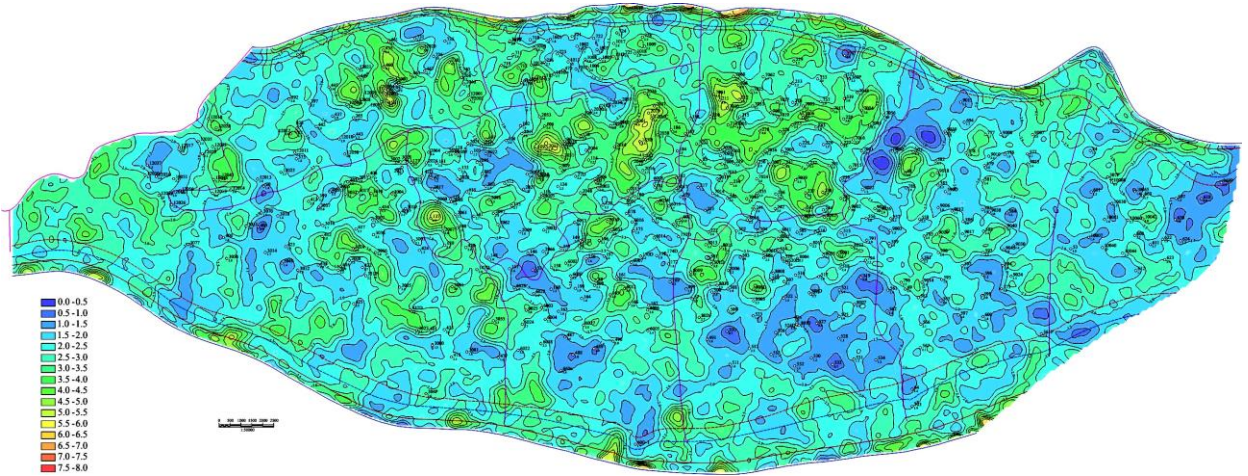


Рис. 14. Карта эффективной пористости пород артинского яруса в Центральной части ОНГКМ (%)

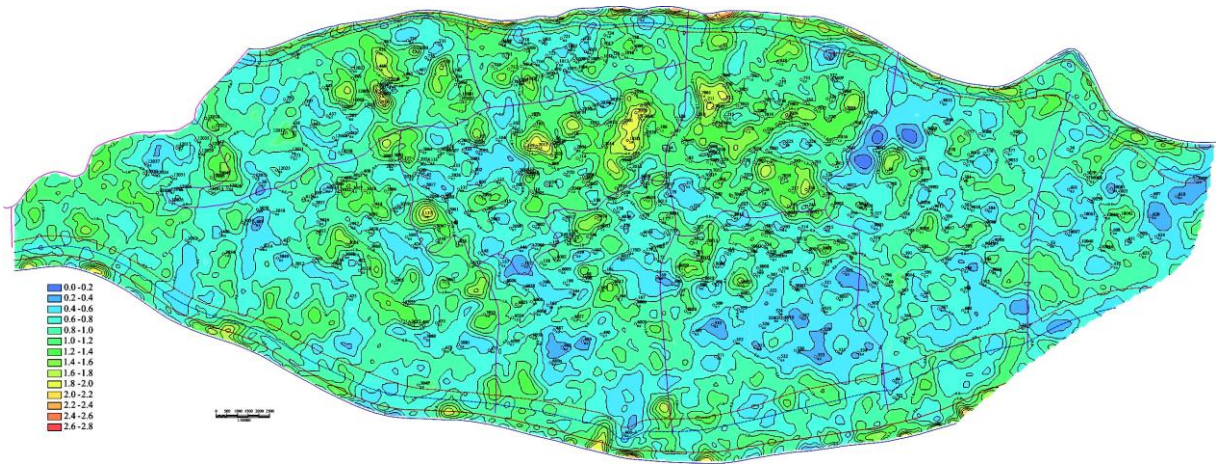


Рис. 15. Карта динамической пористости пород артинского яруса в Центральной части ОНГКМ (%)

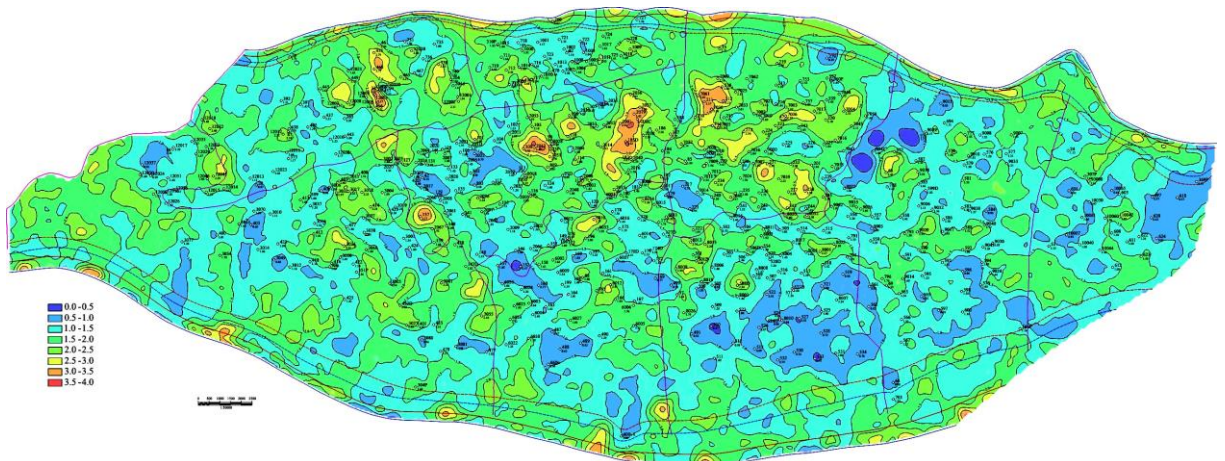


Рис. 16. Карта объемной остаточной (защемленной) газонасыщенности $W_{K_{г0}}$ в поровых объемах пород артинского яруса (%)

- максимального извлечения ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) через их циклическое замещение на легко испаряемый растворитель;
- эффективного извлечения битуминозных компонентов, в том числе выпадающих в осадок под действием CO_2 асфальтенов, благодаря высокой растворяющей способности ароматического растворителя;
- максимально полного извлечения оставшегося в пласте легко испаряемого в условиях пласта растворителя завершающей прокачкой CO_2 .

В недрах ОНГКМ на начало разработки содержалось порядка 360 млрд нм^3 неучтенных геологических запасов газа, связанного высокомолекулярными компонентами (ВМК) матричной нефти (асфальтенами, смолами, маслами, твердыми парафинами). В центральной части месторождения на начало разработки содержалось 276,9 млрд нм^3 запасов связанного газа (рис. 17) [9].

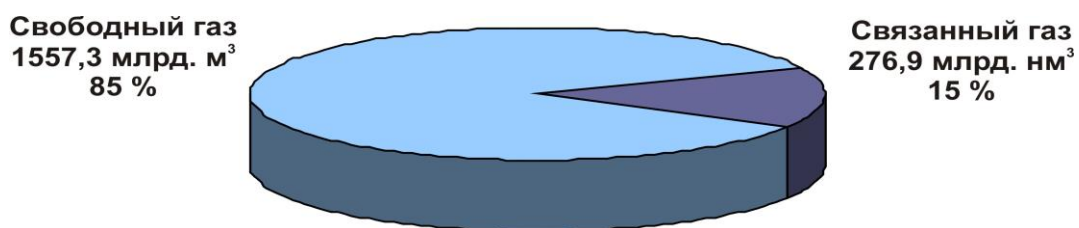


Рис. 17. Сопоставление геологических запасов свободного (ООО «ВУНИПИГаз, 1995 г.) и связанного (ИПНГ РАН, 2014 г.) газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ

В процессе разработки ОНГКМ, сопровождающейся снижением пластового давления и нарушением термодинамического равновесия в продуктивном пласте, часть газа, связанного высокомолекулярными компонентами и соответствующая новому PVT, переходит из связанного в свободное состояние, восстанавливая при этом нарушенное равновесие. На каждый текущий момент разработки объем связанного газа в ВМК матричной нефти соответствует распределению величин пластового давления в продуктивных газонасыщенных отложениях [10].

На рис. 18 для ОНГКМ приведена сравнительная закономерность изменения количества газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном при изменении пластового давления при $T=30\text{ }^\circ\text{C}$ [10]. Очевидно, что запасы свободного пластового газа на месторождении в процессе разработки и снижения пластового давления непрерывно

пополняются за счет выходящей в свободное состояние части запасов связанного газа, переходящего из ВМК матричной нефти в эффективные емкостные объемы, соответственно динамике снижения пластовых давлений.

Таким образом, текущая газоотдача на месторождении оказывается меньше расчетной за счет неучета при оценке запасов газа на месторождении запасов связанного газа, переходящего из связанного в свободное состояние в процессе снижения пластового давления при разработке месторождения на режиме истощения.

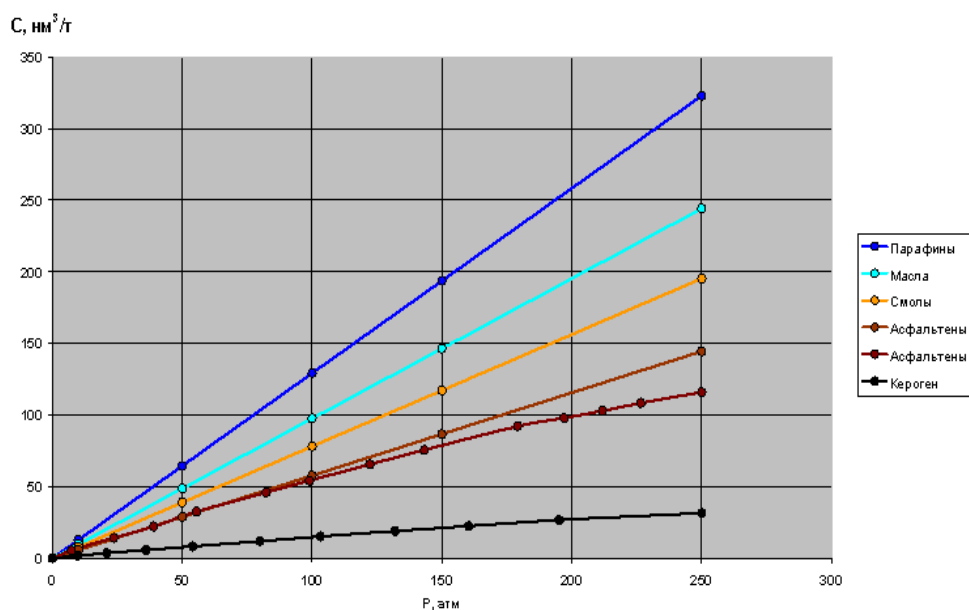


Рис. 18. Сравнительная закономерность изменения количества газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном при изменении пластового давления при $T=30\text{ }^{\circ}\text{C}$

Перспективы реализации технологий повышения ресурсного потенциала ОНГКМ

Рассмотренные перспективы реализации технологий повышения ресурсного потенциала ОНГКМ за счет вовлечения в освоение трудноизвлекаемых запасов матричной нефти – высокомолекулярного сырья газоконденсатной части месторождения – позволяют создать Национальный проект по внедрению в промышленном масштабе технологий освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (матричная нефть – ВМС или нефть ранних стадий нефтегенерации в газонасыщенной части нефтегазоматеринской залежи, ценные попутные компоненты матричной нефти – редкие, редкоземельные и благородные металлы, тонкие подгазовые оторочки, ретроградный конденсат, низконапорный и заблокированный обводнением и ЖУВ защемленный газ и др.).

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

ЛИТЕРАТУРА

1. Гафаров Н.А., Резуненко В.И., Карнаухов С.М., Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Днистрянский В.И., Иванов С.И., Мокшаев А.Н. Матричная нефть Оренбургского НГКМ – перспективы развития Оренбургского ГХК // Газовая промышленность. 2012. №9(679). С. 56–60.

2. Скибицкая Н.А. Освоение нетрадиционных источников углеводородов (интервью) // Газовая промышленность. 2013. № 11(698). С. 24–26.

3. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О., Зекель Л.А., Большаков М.Н. Распределение микроэлементов в высокомолекулярных компонентах нефти ранних стадий нефтегенерации в газонасыщенной части продуктивных отложений западной и восточной частей Оренбургского НГКМ. // Актуальные проблемы нефти и газа». 2018. № 3(22). 12 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 28.11.2018).

4. Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. Расчетное моделирование технологий добычи трудноизвлекаемых жидких углеводородов в объемных концентрациях ниже порога фидбтрации из газоконденсатных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 1(20). 24 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 28.11.2018).

5. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Баталин О.Ю., Бурханова И.О., Марутян О.О., Зекель Л.А. Физико-химические и технологические основы добычи высоковязких нефтей // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. № 1(5).

6. Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Баишев В.З, Утробин Н.В., Гафаров Н.А. Перспективы добычи матричной нефти и выпавшего в жидкую фазу конденсата из газонасыщенных зон газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 8. С. 64–69.

7. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О., Зекель Л.А., Большаков М.Н. Распределение микроэлементов в высокомолекулярных компонентах нефти ранних стадий нефтегенерации в газонасыщенной части продуктивных отложений западной и восточной

частей Оренбургского НГКМ // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 3(22). 12 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 28.11.2018).

8. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. Определение остаточной нефтегазонасыщенности способом прямоточной капиллярной пропитки // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. С. 30–32.

9. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Доманова Е.Г., Кузьмин В.А., Пуго Т.А., Марутян О.О., Яковлева О.П., Зекель Л.А., Прибылов А.А., Навроцкий О.К. Оценка ресурсов связанного газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложений (на примере Оренбургского НГКМ) // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. № 1(11). 18 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 28.11.2018).

10. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Прибылов А.А., Зекель Л.А., Доманова Е.Г., Пуго Т.А., Кузьмин В.А., Яковлева О.П., Большаков М.Н., Марутян О.О. Нефтегазоматеринские отложения – физико-химическая ловушка для углеводородов на этапах нефтегазогенерации // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 1(20). 11 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 28.11.2018).