

УДК 330.3, 332.1; 332.05; 338.2; 553.04; 553.9; 658.5

Приоритеты стратегии развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса Оренбургской области

¹Шпаков В.А., ²Еременко О.В., ¹Волянская Е.В., ¹Новикова А.С.¹ Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва² Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, филиал, Оренбург

Сформулированы проблемы и приоритеты развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса Оренбургской области. По результатам анализа ресурсной базы установлены запасы, не извлекаемые современными технологиями, и предложены варианты, позволяющие решить задачи наращивания ресурсного потенциала, стабилизации добычи углеводородов и декарбонизации производства в рамках крупных недропользователей. Рассматриваются актуальные организационно-технологические инновации, позволяющие достигнуть обозначенных целей в ближайшей перспективе.

Ключевые слова: углеводородный ресурсный потенциал; декарбонизация нефтегазового производства; организационно-технологические инновации.



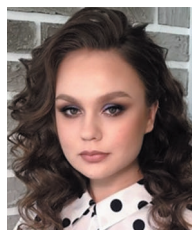
ШПАКОВ Владимир Александрович, профессор кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности, кандидат экономических наук



ВОЛЯНСКАЯ Елена Владимировна, старший преподаватель кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности



ЕРЕМЕНКО Ольга Владимировна, доцент филиала, кандидат экономических наук



НОВИКОВА Анна Сергеевна, студент факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, участник СНО и SPE

Оренбургская область – старый регион добычи нефти и газа, постепенно снижающий свой вклад в общероссийские показатели (в 2020 г. доля региона в общей добыче нефти составила 4,04 %, а газа – 2,26 %, против 5,1 и 7,8 % соответственно в 1990 г.) [1, 2], несмотря на колоссальную ресурсную базу, требующую разработки новых освоенческих подходов и технологий. В частности, Оренбургское нефтяное и нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) входит по уровню остаточных запасов категорий $A+B_1+C_1$ в число крупнейших в России (189 млн т нефти или 9-е место, 607 млрд м³ газа, или 19-е место) [3]. Начальные суммарные ресурсы углеводородного сырья (УВС) Оренбуржья по нефти превышают 2,3 млрд т, а по свободному газу – 3273 млрд м³ при соответствующей степени их разведанности на уровне 62,9 и 68,3 % (таблица) [4].

На сегодня в области учтено 310 месторождений (229 нефтяных, 46 газонефтяных, 2 нефтегазовых, 8 газовых, 7 газоконденсатных и 18 нефтегазоконденсатных) с разбуренными извлекаемыми запасами (категории $A+B_1+C_1$) на разрабатываемых и разведываемых месторождениях в объеме 894,7 млн т нефти и 688,8 млрд м³ газа. Принимая во внимание показатели добычи, можно утверждать, что суммарные разведанные запасы обеспечат ее современный уровень по нефти более чем на 30 лет, а по газу – на 42 года. Неразбуренные извлекаемые запасы (категории B_2+C_2) по нефти составляют 271,4 млн т, по свободному газу – 63,9 млрд м³ [4].

Пять из нефтяных месторождений (или 2 % от общего их числа – 275) по уровню запасов относятся к крупным (46,9 % разрабатываемых и 41,9 % разведываемых запасов), 40 (15 %) –

Показатели состояния и использования углеводородного ресурсного потенциала Оренбургской области

Углеводородное сырье	Начальные суммарные ресурсы	Ресурсы по категориям					Добыча по годам		
		A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	A+B ₁ +C ₁ +C ₂	перспективные, D ₀	прогнозные, D ₁₊₂	2018	2019	2020
Нефть, млн т	2312,0	894,7	271,4	1126,5	419,3	44,3	20764,0*	21700,2*	20700,3*
Природный газ, млрд м ³	3273,5	688,8	63,9	739,9	409,2	741,5	16191,3	16101,2	16016,5
Доля УВС в общей добыче полезных ископаемых в области, %	–	–	–	–	–	–	83,1	83,2	80,9

* Нефть, включая газовый конденсат.

к средним (соответственно 32,4 и 33,3 %), 78 (28 %) – к мелким (17,5 и 14,6 %) и 152 месторождения (55 %) – к очень мелким (3,2 и 10,2 %). Среди газовых месторождений выделяют ОНГКМ, в границах которого находится 92,8 % разрабатываемых и 0,1 % разведываемых запасов газа, 6 средних (соответственно 2,9 и 56,7 %), 18 мелких (4,4 и 33,7 %) и 30 очень мелких (0,9 и 9,5 %) (рис. 1).

Высокая доля нефти и газа в региональной добыче полезных ископаемых (80,9 % в 2020 г.), в структуре ВРП (41,2 %) и доходах консолидированного бюджета (32,1 %); концентрированность запасов и наличие развитой производственной и перерабатывающей инфраструктуры (Орский НПЗ, Оренбургский нефтемасло-, гелиевый и газоперерабатывающий заводы, Зайкинский ГПП, НПЗ Грифон) позволяют говорить о значимости и приоритетности последующего развития ресурсной базы нефтегазового комплекса области. При этом, необходимо учесть современные тренды его развития.

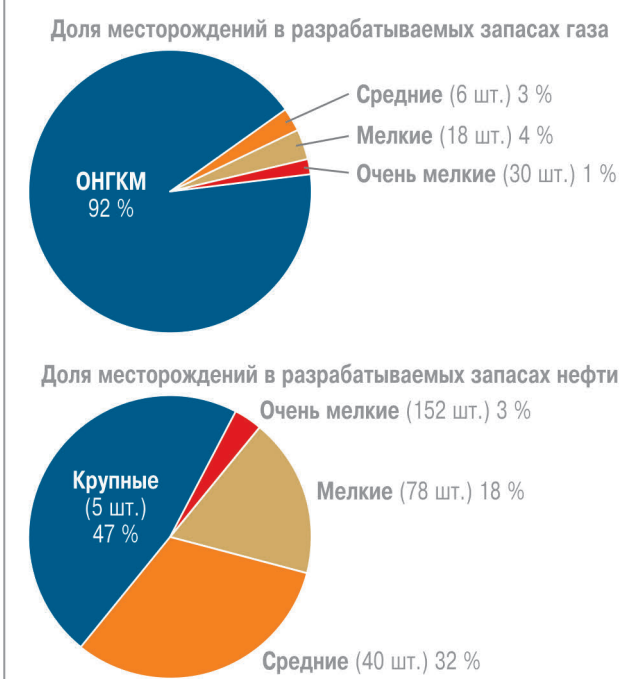
Во-первых, длительность использования и истощенность ряда месторождений. В частности, ОНГКМ вступило в промышленную эксплуатацию в 1966 г. и находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся резким падением пластового давления, ростом обводненности скважин, снижением их дебита, ухудшением состава добываемого сырья. Доля выработанных запасов газа превысила 70 %, а зщемленных – 50 %. Только в рамках третьего объекта, сосредоточившего в себе более 100 млрд м³ газа, образовались обширные территории, где отсутствует регулярная сеть эксплуатационных скважин [5].

В структуре запасов увеличилась доля запасов в малопроницаемых коллекторах. В 2020 г. оренбургские нефтяники отнесли к ним 477,5 млн т нефти (53,3 % запасов категорий A+B₁+C₁), в том числе 440,1 млн т на разрабатываемых месторождениях и 37,3 млн т на разведываемых.

Дополнительными проблемами для газовиков стали: рост удельного веса солевых отложений; изменение состава пластового флюида, обусловившего замену низкотемпературной сепарации на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) механической сепарацией; усложнение процесса подготовки жидких углеводородов при увеличении в их составе смол и асфальтенов [6].

Во-вторых, ухудшились фильтрационно-емкостные свойства пластов, с целью компенсации которых проводится огромный объем геолого-технических мероприятий. По газовым скважинам расширилась практика применения ремонтно-изоляционных работ с переносом на верхние горизонты или с присоединением дополнительных интервалов; направленных кислотных обработок; термических кислотных и пенокислотных обработок; радиального вскрытия пласта и др. Только за последний год на ОНГКМ в рамках программы, направленной на поддержание уровня добычи обводненного фонда скважин, было проведено 21 геолого-техническое мероприятие, что позволило дополнительно добыть 36,734 млн м³ газа и 599 т нефти. Начиная с 2008 г., активно внедряется механизированная добыча УВС с использованием установок электроприводного центробежного насоса. Данная технология позволяет осуществлять закачку пластовой воды сразу в поглощающий горизонт, исключая ее подъем на поверхность и подготовку, что обеспечивает при одинаковых энергозатратах кратный рост отдачи

Рис. 1. Структура месторождений Оренбургской области по объему разрабатываемых запасов газа и нефти на 01.01.2020 г.



пластовой воды, и, следовательно, более глубокое снижение забойного давления, увеличение разницы давлений и объема добычи газа. С помощью таких установок в 2020 г. силами ООО "Газпром добыча Оренбург" в среднем по каждой оборудованной скважине дополнительно добыто 8,195 млн м³ газа, 181,3 т конденсата и отобрано 124 тыс. м³ воды.

Тем не менее существующие технологии не позволяют принципиально повлиять на темпы падения добычи и обеспечить рентабельное извлечение имеющихся запасов, формируя тем самым значительный ресурсный потенциал (рис. 2).

Если говорить о способах наращивания ресурсного потенциала как ОНГКМ, так и всех месторождений Оренбургской области, то, безусловно, приоритетными из них следует признать внедрение инновационных организационно-технологических решений, позволяющих:

- повысить эффективность системы разработки традиционных запасов УВС крупных месторождений с развитой инфраструктурой, в особенности ОНГКМ;
- активизировать поиск и совершенствовать процедуру оценки месторождений на новых лицензионных участках;
- внедрить технологии добычи газа из нетрадиционных коллекторов – "флишoidов" Предуральяского прогиба и высокомолекулярного сырья ОНГКМ [7];
- вовлечь в разработку запасы ретроградного конденсата;
- применить "CO₂-технологии", позволяющие извлечь запасы высокомолекулярного сырья, снизить выбросы парниковых газов и сохранить углекислый газ в геологических формациях на долгую перспективу [8];
- включить в промышленную отработку "защемленные" запасы газа и предотвратить дальнейшее их исключение из процесса дренирования;

Рис. 2. Структура запасов газа и нефти ОНГКМ и потенциал увеличения ресурсной базы



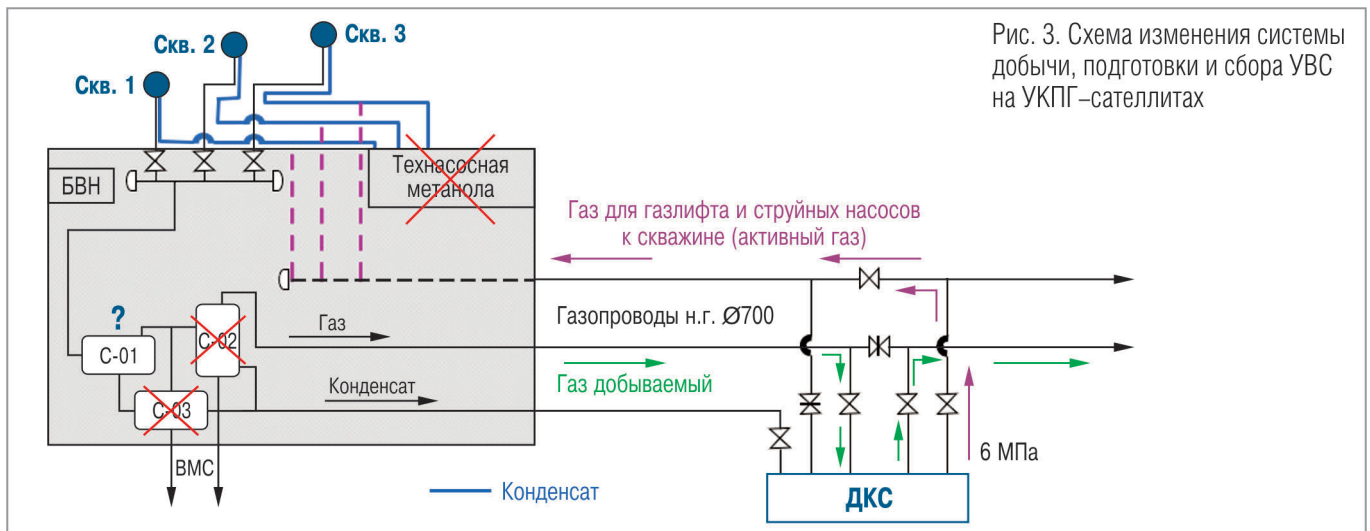
- максимально загрузить существующие производственные, транспортные и перерабатывающие мощности за счет кооперации различных недропользователей.

На ОНГКМ подготовка сырья на УКПГ осуществляется методом двухступенчатой механической сепарации. Эффективность сепарационного оборудования и разделителей жидкостных смесей не соответствует современным требованиям в связи с падением давления пластового газа, увеличением количеств выносимой пластовой воды, изменением состава пластового флюида. Это актуализирует варианты упрощения и удешевления системы добычи, сбора, подготовки и транспорта УВС с учетом того, что уровень добычи на месторождении в настоящее время определяется работоспособностью дожимных компрессорных станций (ДКС). Таким образом, в качестве одного из вариантов рассматривается реконструкция ДКС, основной целью которой является переход на двухступенчатое сжатие для транспорта газа от УКПГ до газоперерабатывающего завода. Технический эффект заключается в обеспечении производительности ДКС после ее реконструкции во всем диапазоне входных давлений от 0,66 МПа вместо текущих 1,27 МПа путем замены выработавших свой ресурс газоперекачивающих агрегатов и максимального использования сформированной структуры технологического оборудования (укрытий газоперекачивающих агрегатов, элементов фундаментов, технологических трубопроводов и т.д.) [9].

Достаточно привлекательным и экономически эффективным является вариант изменения системы добычи, подготовки и транспорта УВС, предложенный специалистами ООО "Газпром добыча Оренбург", который предусматривает максимально возможный вывод из эксплуатации на так называемых УКПГ-сателлитах технологического оборудования, обеспечивающего сепарацию пластовой продукции и сброс основной массы пластовой воды вместе с конденсатом в поглощающую скважину на УКПГ (рис. 3). Далее газожидкостная смесь направляется на основную УКПГ, находящуюся рядом с ДКС, или непосредственно на ДКС для окончательной подготовки до требуемого уровня качества. В качестве источника энергии для выноса воды с забоев скважин и обеспечения максимальной добычи предлагается использовать газ "высокой стороны" ДКС с обратной подачей на УКПГ с применением оборудования, использующего эффект эжекции при добыче и подготовке пластовой продукции на УКПГ.

Таким образом, первичная подготовка сырья будет осуществляться на УКПГ-сателлитах, окончательная же – на основной УКПГ либо ДКС. Реализация данной схемы обеспечит переход на периодическое обслуживание УКПГ-сателлитов (при соответствующем уровне автоматизации [10]); полную загрузку мощностей УКПГ, осуществляющих окончательную подготовку сырья; снижение эксплуатационных затрат.

Следующим приоритетным направлением наращивания углеводородного ресурсного потенциала Оренбуржья считается



начало разработки флишвидов (коллекторов, соответствующих по характеристикам газосланцевым полям США). Изучение нижнепермских флишвидов включено в "Программу освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа ПАО "Газпром". В пределах области площадь развития флишвидов составляет 7,5 тыс. км², суммарно газонасыщенный объем (до глубины 6000 м) – 11,7 тыс. км³. В пределах участка недр Ирекский приведенные запасы газа оцениваются в 2,0 трлн м³.

Несмотря на то, что геологоразведка по флишвидам начата еще в 1970-х гг., сегодня темп работ является крайне низким. В тот период геологами из флишевых отложений в пределах Ирекского участка по отдельным скважинам были получены притоки газа. Так, по скв. 71 начальный дебит достигал 30-50 тыс. м³/сут, однако достаточно быстро снизился, что связано с ухудшенными фильтрационными свойствами этих отложений, что схоже с газосланцевыми формациями США. Для активизации работ в этом направлении необходимо решить возникшие в настоящее время проблемы.

Первая проблема разработки флишвидов – это точная оценка их запасов, успешно решаемая путем бассейнового моделирования при помощи программы "Petromod". Экспериментально студентами и преподавателями РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина была апробирована данная технология с целью оценки Саракташского участка [11]. В результате был создан структурный каркас, подробно описана литология. Анализ образцов аргиллитов (ордовик-силурийского возраста) в флишвидной толще методом Rock-Eval позволил выделить 7 нефтегазоматеринских толщ. Их качественно-количественные характеристики и уровень катагенетического преобразования обеспечили: расчет аккумуляции участка на уровне 900 млн т нефти и 1 трлн м³ газа; построение графика геологических событий. Для проверки модели была проведена ее калибровка по данным 108 скважин, в ходе которой установлено, что значения температур модели и фактические данные практически совпали (погрешность составила 3 %). Таким образом, был

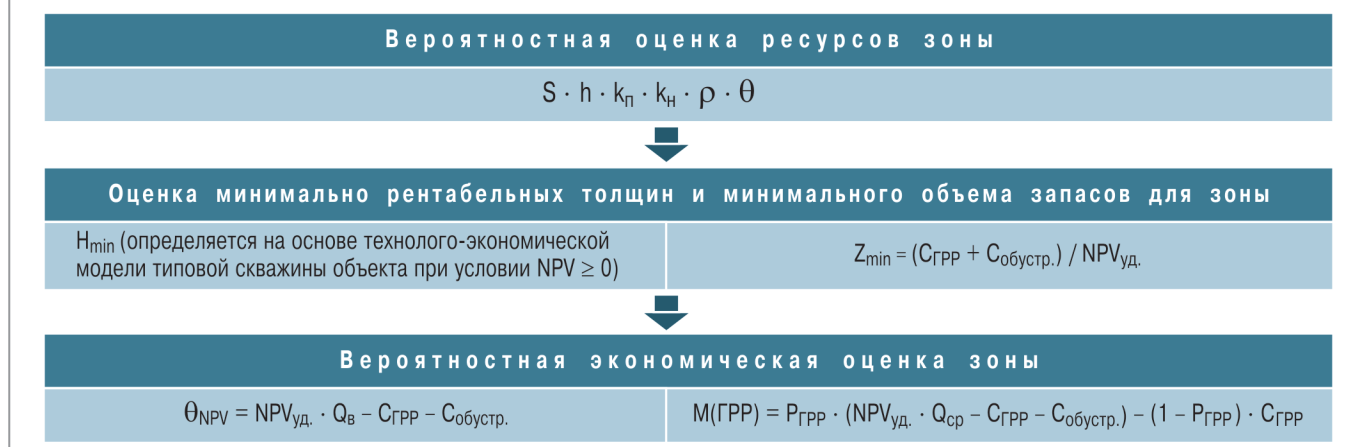
подтвержден значительный нефтегазогенерационный потенциал участка флишвидов.

Второй проблемой является достоверность геологических данных, подразумевающая совершенствование технологий геологоразведки. С этой целью предлагается использование беспилотных летательных аппаратов, рынок которых получил существенное развитие в последнее время. За последние 10 лет в мире в производство беспилотников инвестировано 4,4 млрд долл. [12]. Почти половина беспилотников (47 %) используются в потребительском секторе для перевозки грузов, мониторинга, измерений, охраны объектов и т.д. Потенциал применения в геолого-разведочных работах (ГРП) задействован лишь на 2/3, при том, что дешевые беспилотники даже с взлетной массой до 30 кг с детекторами объемом 0,4–0,6 л позволяют в кратчайшие сроки выполнить обследование значительных площадей без техногенной нагрузки. Выполнение аэромагнитных съемок на предельно низких высотах максимально приближает результаты к данным наземной съемки и обеспечивает выделение приповерхностных тектонических зон. В ходе пробного тестирования беспилотников для геологических исследований в Саракташском районе за один съемочный день осуществлены работы в объеме 226 км с высокоточным обтеканием рельефа при минимальных затратах [8].

Третья проблема активизации геологоразведки для увеличение ресурсного потенциала – выбор критериев оценки перспективности объектов. Основой предлагаемого подхода является геологическое и технологическое изучение участка, включая ранжирование объектов по минимально рентабельной эффективной нефтенасыщенной толщине объекта (МРНТ) и минимальному рентабельному размеру месторождения (МРРМ). Последний отражает минимальный объем запасов, обеспечивающий окупаемость затрат на ГРП и общее обустройство с учетом удельного чистого дисконтированного дохода типового объекта (рис. 4).

Минимальная программа ГРП (сейсмика, бурение, другие виды работ) должна быть достаточна для подтверждения (или

Рис. 4. Алгоритм оценки перспективных нефтегазоносных зон с помощью критериев МРНТ и МРРМ



опровержения) нефтегазоносности зоны. Ее состав определяется на основе вероятностей успеха: регионального (подтверждение нефтегазоносности зоны) и локального (открытие месторождения в ловушке), а стоимость – на основе физических объемов. Далее, с использованием эталонов обосновывается оптимальная технология разработки, которая включает: конструкцию применяемых скважин, длину горизонтального ствола и число стадий многостадийного гидроразрыва пласта, плотность сетки скважин и т.д. Результаты расчетов сопоставляются с результатами испытания скважин, информацией о разработке месторождений-аналогов и при необходимости корректируются. Выбор рекомендуемой технологии осуществляется на основе сравнения технико-экономических показателей, вероятностной оценки зон и математического ожидания дохода. Этот подход апробирован в газопромысловом управлении и по мнению специалистов оказался простым и понятным.

Колоссальные резервы роста ресурсного потенциала и декарбонизации нефтегазового производства заложены в CO₂-технологиях, позволяющих в условиях Оренбургской области:

- увеличить добычу углеводородов и производство газопродуктов на Оренбургском ГПЗ;
- повысить КИГ за счет замещения пластового газа углекислым газом, обеспечив прирост добычи газа на 100-150 млрд м³ [13], КИН – на 50 %;
- вовлечь в разработку запасы матричной нефти в объеме 2,6 млрд т, сорбированного газа – 360 млрд м³, ретроградного конденсата – 60 млн т [9];
- замедлить темпы обводнения посредством компенсации пластового давления при закачке CO₂;
- сократить выбросы парниковых газов за счет утилизации CO₂.

Отечественного опыта CO₂-технологий, дошедшего до промышленной реализации, пока нет, поэтому при их внедрении необходимо опираться на опыт наиболее продвинутых в этом отношении стран. Например, США, где реализованы десятки

успешных проектов, построены тысячи километров углекислотопроводов. Среди успешных стоит также выделить проекты, реализованные в Турции на месторождении Бати Рамен [14].

Предварительные расчеты дополнительной добычи при закачке CO₂ в газоконденсатные пласты ОНГКМ выглядят достаточно оптимистично без учета возможного вовлечения рассеянной нефти, остаточная нефтенасыщенность которой не учитывается при подсчете запасов газоконденсатных месторождений. Подобные проблемы выявлены и в разработке нефтяных месторождений на территории Оренбургской области. В 2020 г. коэффициент извлечения нефти здесь оказался самым низким в Поволжье и составил 19 %, что на 25 % меньше, чем запланированный уровень [15]. Такой разрыв объясняется отсутствием в арсенале оренбургских недропользователей экономически рентабельных способов и технологий извлечения трудноизвлекаемых ресурсов, готовых технологических решений третичных методов увеличения нефтеотдачи для карбонатных коллекторов.

CO₂-технологии позволяют решить в области проблему утилизации значительного объема попутного нефтяного газа (ПНГ). Дело в том, что ежегодно недропользователи приступают к разработке новых месторождений, не имеющих инфраструктуры по утилизации ПНГ, несмотря на то, что уже к 2027 г. его объем превысит 2 млрд м³. Учитывая этап пробной эксплуатации этих месторождений и исключение их в этой связи из-под действия 95 %-го норматива утилизации, компании не торопятся решать эту проблему, сжигая ПНГ на факелах. Это привело к снижению уровня утилизации. Так, на крупных месторождениях, где добывается порядка 60 % оренбургской нефти, он составил 80 %, на средних месторождениях – 70 %, а на мелких и очень мелких – вообще 0 %. Средний уровень колеблется в районе 62 %.

К 2030 г. намечается средний уровень утилизации ПНГ на месторождениях УВС Оренбургской области довести до 84 %:

- на крупных месторождениях – до 90 % за счет дооборудования инфраструктуры существующих месторождений;

- на средних – до 100 % за счет строительства инфраструктуры новых месторождений "с нуля";
- на мелких и очень мелких – до 50 % за счет систем GTL.

Для этого, согласно утвержденной стратегии развития, необходимо:

- на западе области развить инфраструктуру газопроводов ООО "Газпромнефть Оренбург";
- оборудовать все факельные установки расходомерами;
- на юго-западе области построить газопровод до Зайкинского и Оренбургского газоперерабатывающих заводов, а также электростанции, работающие на ПНГ;
- создать единый механизм использования незагруженных мощностей недропользователей.

Таким образом, реализация всех обозначенных выше направлений развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса позволит:

- увеличить на 340 млн т у.т. извлекаемую ресурсную базу ОНГКМ за счет применения инновационных геолого-технических мероприятий и использования нетрадиционных коллекторов – "флишодов" (на 2 трлн м³);
- вовлечь в разработку ретроградный конденсат (на 60 млн т);
- снизить выбросы парниковых газов за счет утилизации/сохранения CO₂;
- усовершенствовать технологию ГРП путем применения беспилотных летательных аппаратов;
- модернизировать методику оценки перспективных нефтегазоносных зон, как по новым объектам, так и по трудноизвлекаемым запасам;
- увеличить объем полезного использования ПНГ на 15 млрд м³ и производство этана на 2,5 млн т;

Л и т е р а т у р а

1. Статистический Ежегодник мировой энергетики 2021. – URL: <https://yearbook.enerdata.ru/natural-gas/world-natural-gas-production-statistics.html>
2. Статистический сборник "Оренбургская область в цифрах – 2021". – С. 55-58. – URL: <https://orenstat.gks.ru/folder/38557/document/124243>
3. Статистический сборник Аналитического центра при Правительстве РФ "ТЭК России-2019". – С. 20, 37. – URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2019.pdf
4. Справка ФГБУ "ВСЕГЕИ" "О состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Оренбургской области" на 15.06.2020 г. С. 3. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202011/b25f8e88722627a85e6a3e82f122f52.pdf>
5. Новикова А.С., Еременко О.В. Приоритетные инструменты интеллектуализации геологии // "Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019": сб. науч. тр. Междунар. научно-практ. конф. МГУ им. М.В. Ломоносова. – М.: Изд-во "Перо", 2019. – С. 348-350.
6. Новикова А.С. Инновации, обеспечивающие рост рентабельности эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Сб. матер. X Всеросс. научно-практ. конф. молодых ученых с международным участием "Россия молодая". – 2018. – С. 64105.1-64105.3.
7. Еременко О.В. Инновационный вектор стратегии эффективной эксплуатации зрелых многокомпонентных месторождений углеводород-

ного сырья // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 12. – С. 26-32.

8. Еременко О.В. Приоритеты инновационного развития российского рынка нефтесервисных услуг // Экономика и управление: проблемы и решения. – 2017. – № 7. – С. 12-19.

9. Eremenko O.V., Novikova A.S. Improvement of technologies as a basis for effective development of Mature field // Geonature 2019. Tyumen 2019: 6th Conference: сборник научных трудов. – Tyumen: EAGE Publications BV, 2019. – 459 с.

10. Дмитриевский А.Н., Мартынов В.Г. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений // Современные методы и алгоритмы систем автоматизации (СА) в НГК. – 2016. – № 2(24). – С. 13-19.

11. Ле Тхи Ныт Сьонг, Бондарев А.В., Осипов А.В. Оценка потенциала нетрадиционного источника УВ – флишодных толщ в Оренбургской области на основе бассейнового моделирования // Тр. IV Междунар. геолого-геоф. конф. и выставки "ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях" Т. II. – Тверь: ООО "ПолиПРЕСС", 2021. – С. 26.

12. Богатов Н.В., Костин А.С. Анализ рынка беспилотных летательных аппаратов в России и мире // Сб. докл. Первой Междунар. науч. конф. – Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургский ГУАП, 2020. – С. 125-130.

13. Novikova A.S., Eremenko O.V. Innovations in the extraction of high-molecular raw materials as an effective direction of the oil and gas complex // Geonature 2019. Tyumen 2019: 6th Conference: сб. науч. тр. – Tyumen: EAGE Publications BV, 2019. – 459 с.

14. Мартынов В.Г., Мурадов А.В., Баранов В.В. Формирование инновационной экономики России. – М.: "Недра", 2011. – 547 с.

15. Priority eco-innovations of Russian oil and gas companies / A.S. Novikova, O.V. Eremenko, T.A. Kuryakova, I.N. Vashuk // 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2020, Vol. 20. – Ecology and Environmental Protection. Book number: 5.1. – Sofia, Bulgaria, 2020. – P. 623-63018.

Priorities of the resource development strategy the potential of the oil and gas complex of the Orenburg Region

¹Shpakov V.A., ²Eremenko O.V., ¹Volyanskaya E.V., ¹Novikova A.S.

¹ National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

² National University of Oil and Gas "Gubkin University", branch in Orenburg, Russia

The problems and priorities of the development of the resource potential of the oil and gas complex of the Orenburg region are formulated. Based on the results of the analysis of the resource base, reserves that are not recoverable by modern technologies are identified and options are proposed that allow solving the problems of increasing the resource potential, stabilizing hydrocarbon production and de-carbonizing production within large subsurface users. The article deals with current organizational-technological innovations that allow achieving the designated goals in the near future.

Key words: hydrocarbon resource potential; decarbonization of oil and gas production; organizational and technological innovations.

Шпаков Владимир Александрович, shpakov14@mail.ru

Еременко Ольга Владимировна, economngp@mail.ru

Волянская Елена Владимировна, raz-otgruz@yandex.ru

Новикова Анна Сергеевна, annov106@mail.ru

© Шпаков В.А., Еременко О.В., Волянская Е.В., Новикова А.С.,
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021