

# ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ: эффективность использования сырьевой базы и перспективы добычи нефти

**И. В. Шпуров**, генеральный директор ФГУП «ЗапСибНИИГГ», канд. геол.-минерал. наук

**И. С. Гутман**, профессор кафедры нефтепромысловой геологии РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, канд. геол.-минерал. наук

**Н. Н. Лисовский**, председатель ЦКР Роснедра

**Н. С. Пономарев**, ученый секретарь нефтяной секции ЦКР Роснедра

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (ЗСНГП), включающая территории Тюменской, Курганской, Омской, Новосибирской, Томской областей, а также Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, в настоящее время является основным источником добычи углеводородного сырья в стране. В 2006 г. здесь было добыто 341 млн т нефти (с конденсатом) (рис. 1). Начальные суммарные ресурсы территории и состояние использования открытых запасов

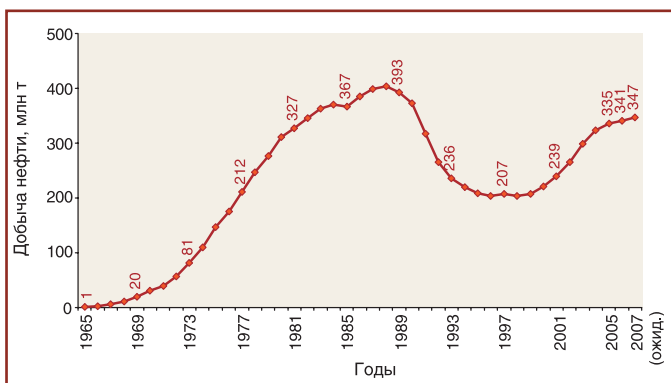


Рис. 1. Динамика добычи нефти по ЗСНГП (1965-2007 гг.)

нефти свидетельствуют о том, что Западная Сибирь обладает огромным потенциалом не только для стабилизации, но и для увеличения добычи нефти (рис. 2). Тем не менее, несмотря на продолжающийся рост добычи нефти, темпы его в последние годы замедляются: ожидаемая добыча нефти в 2007 г. составит 347 млн т, что превышает добычу 2006 г. только на 1,7 % (рис. 3). Кроме того, отмечается тенденция к стабилизации и даже снижению среднесуточной добычи нефти (рис. 4), а по некоторым крупным компаниям, работающим в Западной Сибири, например, таким, как ТНК-ВР, в 2007 г. впервые за последнее время ожидается снижение добычи нефти.

В этих условиях огромное влияние на перспективы добычи нефти приобретает возможность использования имеющегося сырьевого потенциала, которая, в свою очередь, будет определяться рядом факторов, а именно:

- ◆ интенсивностью проведения геологоразведочных работ на малоизученных территориях за счет государственного бюджета (федерального и субъектов Федерации) с дальнейшим лицензированием перспективных территорий;
- ◆ своевременным и эффективным выполнением недропользователями лицензионных соглашений по проведению геологоразведочных работ на лицензионных участках;
- ◆ своевременным вводом в разработку месторождений углеводородов, находящихся в распределенном и нераспределенном фондах недр;
- ◆ выполнением проектных решений на разрабатываемых месторождениях;

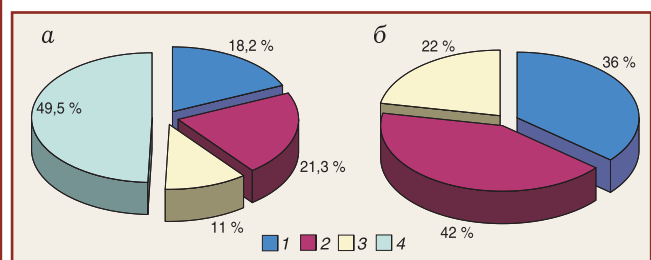


Рис. 2. Характеристика ресурсной базы ЗСНГП (а), в том числе распределенного фонда недр (б):

1 – накопленная добыча; 2 – остаточные запасы категорий А, В, С<sub>1</sub>; 3 – запасы категории С<sub>2</sub>; 4 – невяявленные ресурсы

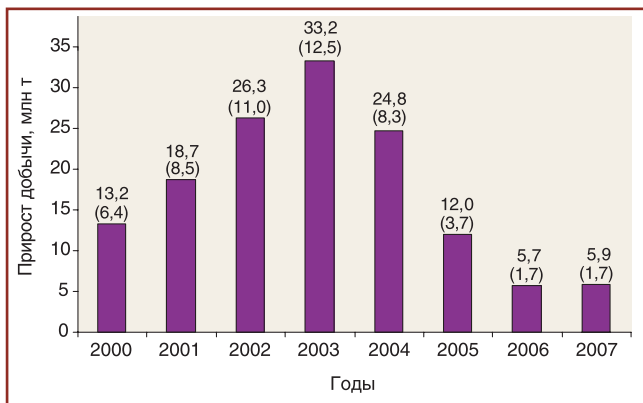


Рис. 3. Ежегодный прирост добычи нефти на месторождениях ЗСНГП (цифры в скобках – в процентах к предыдущему году)

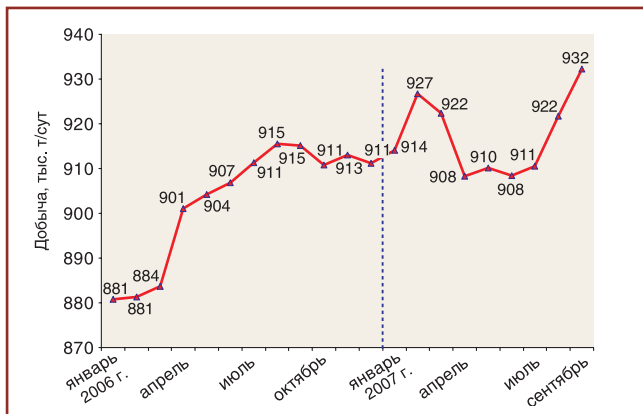


Рис. 4. Динамика среднесуточной добычи нефти по ЗСНГП в 2006-2007 гг.

♦ внедрением методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

Сокращение объемов геологоразведочных работ и их низкая эффективность привели к тому, что ежегодный прирост запасов снизился до критического и в течение многих лет не компенсировал годовые объемы добычи нефти. Более того, с 1990 г. суммарные начальные извлекаемые запасы нефти по Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции практически не изменились, а текущие извлекаемые запасы в результате интенсивной добычи снизились на 16 %. Выход из сложившейся ситуации очевиден – это увеличение объемов проведения геологоразведочных работ.

Еще одним резервом увеличения добычи нефти является ускоренный ввод в разработку неосвоенных месторождений, находящихся в распределенном и нераспределенном фондах недр. В настоящее время на территории Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции открыто 974 месторождения углеводородного сырья, в том числе 681 нефтяное и 293 газовых. В разработку не вовлечены 402 нефтяных месторождения (табл. 1) с суммарными запасами нефти 3,9 млрд т и 90 газовых месторождений.

Как видно из табл. 1, по 147 месторождениям компаниями-недропользователями не выполняются лицензионные обязательства по вводу в разработку. Ус-

коренное освоение запасов этих месторождений также может оказать стабилизирующее воздействие на добычу нефти. Однако даже при самых благоприятных условиях добыча из открытых, но неразрабатываемых месторождений распределенного и нераспределенного фондов может оказать существенное влияние на суммарную добычу по ЗСНГП не ранее 2012 г.

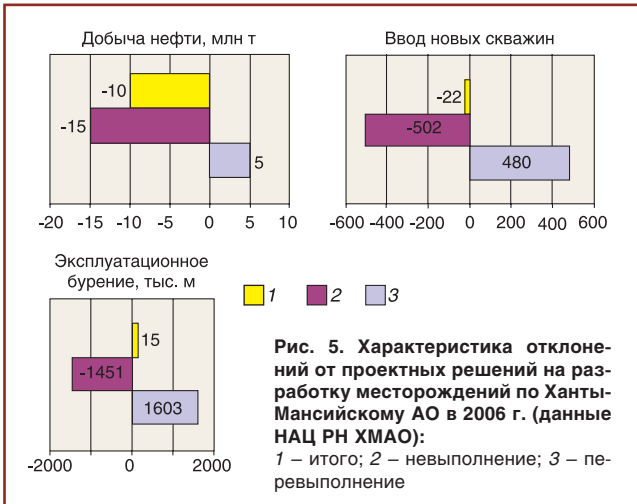
В сложившейся ситуации, по мнению авторов статьи, наиболее реальным резервом роста нефтедобычи на период до 2010–2012 гг. может стать повышение эффективности использования уже имеющегося фонда скважин в результате безукоснительного следования проектным решениям по разработке месторождений. К сожалению, пока проектные решения выполняются многими недропользователями далеко не в полном объеме. Следует отметить, что существенное невыполнение проектных решений при разработке нефтяных месторождений, обусловившее резкий спад нефтедобычи, наблюдалось в 90-е годы прошлого века. Позже положение было исправлено путем внедрения эффективных технологий, в том числе гидроразрыва пласта, а затем и бурения горизонтальных скважин и проходки боковых стволов.

Проекты, по которым месторождения разрабатываются в настоящее время, предусматривают применение этих и других современных технологий. Тем не менее, фактическая добыча оказывается ниже проектной, в связи с чем в целом по Западной Сибири в 2007 г. будет недополучено ориентировочно 26 млн т, или 7 %, нефти. Отклонения от проектных решений в целом могут показаться незначительными – расхождение не превышает 4–5 %, однако анализ показывает, что значительные отрицательные отклонения от проектных характеристик по одним месторождениям компенсируются положительными по другим (рис. 5). Ситуация по ряду конкретных районов и месторождений оказывается еще более острой. Так, например, добыча нефти по большинству из разрабатываемых месторождений Томской области (всего в области разрабатывается 47 месторождений) более чем на 20 % ниже, чем установлено проектными документами (рис. 6).

Необходимо отметить, что невыполнение проектных показателей по добыче нефти является результатом возни-

Таблица 1. Структура фонда нефтяных месторождений ЗСНГП и ее изменение в период с 01.01.1990 г. по 01.01.2006 г.

Число месторождений	01.01.1990 г.	01.01.2006 г.	Изменение, %
Всего	415	681	+64
В том числе в фонде:			
распределенном	–	594	
нераспределенном	–	87	
В разработке	155	279	+80
Неразрабатываемых	260	402	+55
По которым не выполняются лицензионные обязательства по вводу в разработку (числитель) и их доля (%) в распределенном фонде (знаменатель)	–	147/24,7	–



кающих при разработке месторождения проблем различного характера, которые не были своевременно диагностированы и решены. Более того, во многом – это следствие заявочного принципа рассмотрения и утверждения технологических документов на разработку месторождений, когда компании-недропользователи, по сути, самостоятельно определяют время представления проектных документов на утверждение. При этом иногда ухудшение использования запасов нефти, произошедшее в межпроектный период, может иметь необратимые последствия. Утвержденные запасы нефти в этом случае извлекаются за более длительный период разработки, что требует существенного увеличения объемов геологотехнических мероприятий на поздней стадии разработки. В результате снижается эффективность разработки, уменьшается доход государства, возникает риск потери части утвержденных извлекаемых запасов нефти. Так, например, ухудшение состояния разработки одного из месторождений в период с 2001 по 2006 г. потребовало составления трех проектных документов в течение пяти лет, причем при принятии последнего документа ЦКР была вынуждена скорректировать уровень добычи нефти в 2006 г. в сторону понижения практически в два раза (с 541 млн до 266 млн т) по сравнению с проектом 2001 г.

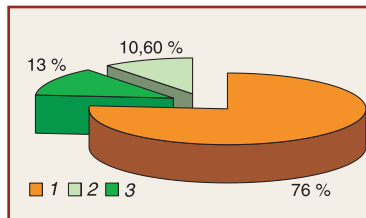
Причина ухудшения состояния разработки заключается в том, что многие недропользователи не выдерживают ключевые параметры проектных документов на разработку месторождений, что существенно влияет на эффективность нефтеизвлечения. К таким параметрам в первую очередь относятся:

- ◆ плотность и конфигурация сетки скважин;
- ◆ степень использования пробуренного фонда скважин;
- ◆ эффективность системы ППД;
- ◆ объемы и эффективность методов повышения нефтеотдачи пластов;
- ◆ объемы и регулярность проведения промысловых

исследований по контролю за разработкой.

Рассмотрим состояние соблюдения этих параметров подробнее.

Анализ показывает, что сложившаяся система разработки характеризуется плотностью сетки скважин (49 га/скв.), разреженной практически вдвое по отношению к проектной (25 га/скв.). Причиной этого является меньший по сравнению с проектом фонд пробуренных скважин и большее число (69 %) неработающих скважин (рис. 7). Основные последствия использования разреженной сетки – уменьшение охвата пласта выработкой и, следовательно, снижение коэффициента нефтеизвлечения. Ситуация усугубляется необоснованной интенсификацией системы заводнения, к которой прибегает ряд компаний в этих условиях для проведения форсированных отборов. Таким образом, при разреженных вдвое по сравнению с проектом плотностях сетки скважин параметры системы заводнения зачастую превышают проектные. Во многих случаях это происходит вследствие превышения давления нагнетания и приемистости нагнетательных скважин над предельно допустимыми значениями этих параметров по проекту, в результате чего в пласте образуются техногенные трещины, способствующие опережающему прорыву воды и преждевременному обводнению добывающих скважин. Оставшаяся в поровой матрице нефть блокируется созданными трещинами и остается недоступной для извлечения. В целом по нефтегазоносной провинции увеличение средней приемистости скважин по сравнению с проектом составляет 8 %. В результате при росте дебита жидкости в среднем на 7,2 % рост обводненности превышен на 1,2 % (табл. 2).



Более наглядно негативные последствия несанкционированной интенсификации системы ППД видны при анализе ситуации на конкретных месторождениях. Так, анализ разработки одного из месторождений Тюменской области (рис. 8) показывает, что увеличение приемистости нагнетательных скважин на 77 % по сравнению с проектом привело к резкому (на 20 %) росту обводненности продукции за последние два года, что в дальнейшем может крайне неблагоприятно отра-

жаться на дальнейшее развитие месторождения.

**Таблица 2. Характеристика системы воздействия на пласт на месторождениях ЗСНГП (данные 2006 г.)**

Показатель	Проект	Факт	Расхождение с проектом, %
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	2,84	2,74	+3,5
Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	250	270	+8,0
Текущая компенсация отборов, %	93,4	94	+0,6
Обводненность скважин, %	84	85,2	+1,2
Дебиты жидкости, т/сут	89,1	95,5	+7,2

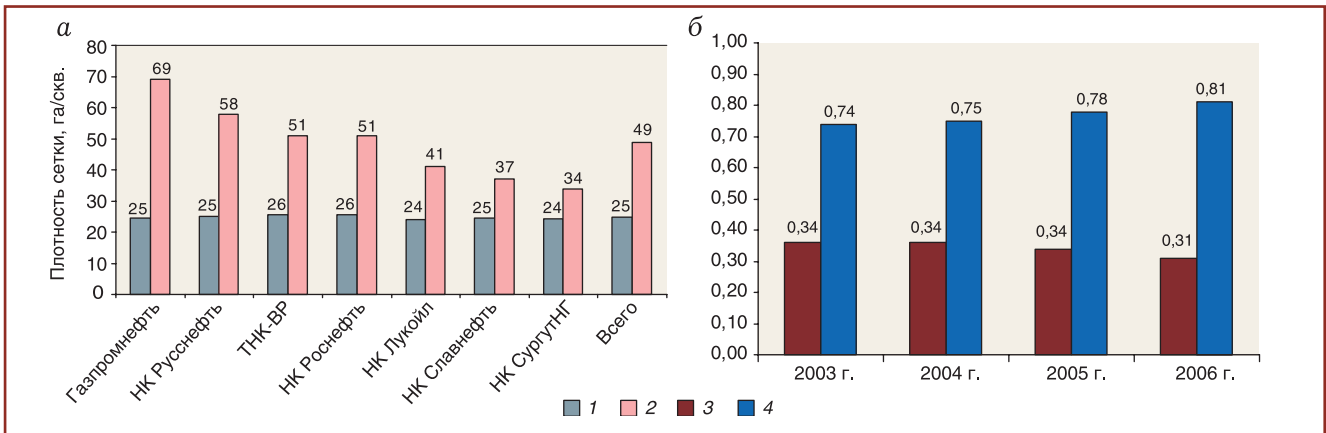


Рис. 7. Сравнительные характеристики проектной и фактической плотности сетки скважин (а) и состояние использования фонда скважин (б) на нефтяных месторождениях ЗСНГП: 1, 2 – проектная и фактическая плотность сетки; 3 – доля неработающего фонда скважин; 4 – коэффициент использования фонда скважин

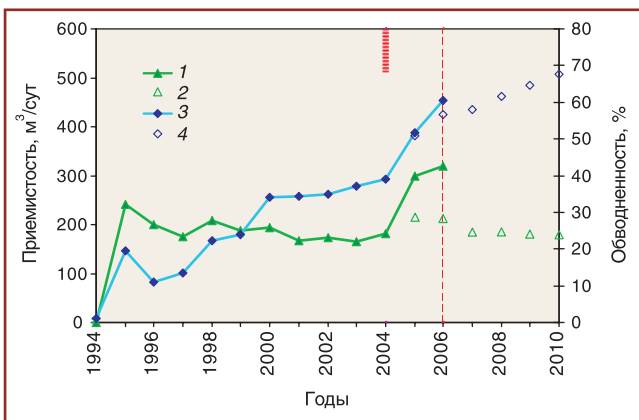


Рис. 8. Основные показатели разработки одного из месторождений Тюменской области: 1, 2 – фактическая и проектная приемистость; 3, 4 – фактическая и проектная обводненность

заться на эффективности разработки и полностью нефтеизвлечения.

В настоящее время проектный коэффициент нефтеизвлечения в целом по Западной Сибири оценивается в 0,340, текущий – в 0,157. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет всего 46,1 %.

В условиях высокой обводненности и возрастающей доли трудноизвлекаемых запасов особую роль в поддержании стабильной нефтедобычи и повышении эффективности извлечения нефти из недр приобретают методы повышения нефтеотдачи пластов. В США, где месторождения нефти и газа также находятся на поздней стадии разработки, за последние 30 лет добыча нефти за счет применения МУН утроилась и в настоящее время составляет 25–30 % общей добычи по стране. Другая картина наблюдается у нас. Многие нефтяные компании, работающие в Западной Сибири, практически игнорируют даже те незначительные объемы внедрения физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов, которые предусмотрены в технологических схемах и проектных документах.

В качестве пояснения следует отметить, что в настоящее время, в соответствии с официальной отчетностью, методы повышения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири обеспечивают около 9 % годовой добычи нефти. При этом 52 % этой добычи приходится на гидро-разрыв пласта (рис. 9). В то же время на физико-химические и гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов, наиболее актуальные для современной стадии разработки большинства месторождений Западной Сибири, приходится не более 1,5 % годовой добычи нефти. Вместе с тем, внедрение таких технологий, как показывает российский и мировой опыт, способно в кратчайшие сроки оказать существенное влияние на динамику отборов нефти. По оценкам экспертов, прирост от применения этих технологий по Западной Сибири может достигать 20–25 млн т нефти в год.

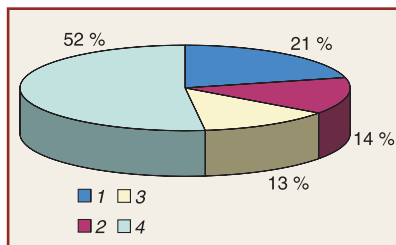


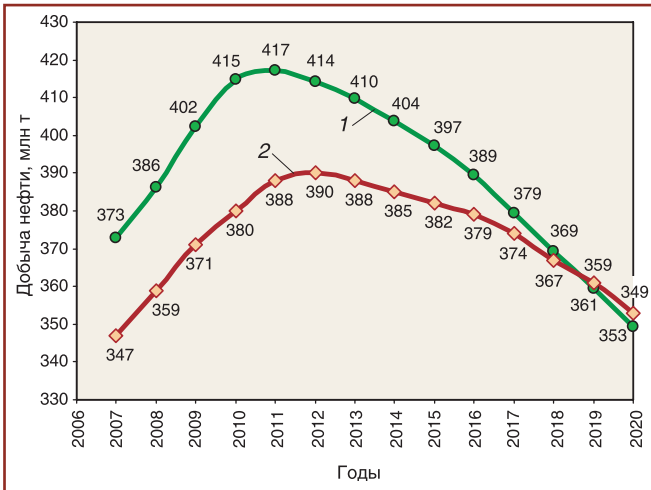
Рис. 9. Структура дополнительной добычи по ЗСНГП от применения методов повышения нефтеотдачи в 2004 г.: 1 – физико-химические и гидродинамические МУН; 2 – бурение горизонтальных скважин; 3 – проходка вторых и боковых стволов скважин; 4 – ГРП

Важнейшим элементом процесса рационального недропользования является организация своевременного и качественного контроля за разработкой промышленными, геофизическими и гидродинамическими методами. Это позволяет изучать процесс нефтеизвлечения и при необходимости своевременно корректировать технологические процессы. К сожалению, фактическое выполнение мероприятий по

контролю за разработкой существенно ниже планируемого (см. ниже).

**Выполнение проектных промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой месторождений ЗСНГП, %**

Отбор и химический анализ попутной воды	3
Метод установившихся отборов (закачек)	12
Метод восстановления (падения) давления (уровня)	16
Контроль положения ВНК и изменения насыщенности	20
Профиль притока, источники обводнения	22
Определение пластового давления (статический уровень)	47
Обследование технического состояния скважин	57



**Рис. 10. Прогноз добычи нефти по ЗСНГП:**  
1 – по проектным документам разрабатываемых месторождений;  
2 – с учетом существующей тенденции

**Таблица 3. Характеристика выработанности запасов нефти по уникальным и крупным месторождениям ЗСНГП**

Месторождение	Год ввода	Текущие утвержденные запасы, млн т	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	Объем запасов, не вовлеченных в разработку, млн т	Доля текущих запасов, не вовлеченных в разработку, %
Самотлорское	1969	878	73	451	51,4
Мамонтовское	1970	132	80	29	22,0
Федоровское	1973	230	68	98	42,6
Варьеганское	1974	73	72	28	38,4
Талинское	1981	353	22	316	89,6
Итого		1718		922	54,2

Отсутствие должного промыслового контроля не позволяет осуществлять достоверную оценку рациональности разработки запасов нефти, снижает эффективность и успешность геологотехнических мероприятий, которые ведутся на месторождении, ухудшает качество проектирования.

Резюмируя все вышесказанное, отметим основные причины отклонения добычи нефти от проектных показателей по Западной Сибири. Это:

- ◆ несвоевременный ввод в разработку новых месторождений;
- ◆ отставание объемов эксплуатационного бурения, сложившееся в предыдущие годы, от предусмотренных проектом;
- ◆ большой объем (31 %) неработающего фонда скважин;
- ◆ рост обводненности продукции на 1,5 % по сравнению с проектным значением вследствие чрезмерной интенсификации системы заводнения на фоне разреженных сеток скважин;
- ◆ недостаточный объем применения методов повышения нефтеотдачи пластов;
- ◆ недостаточный контроль за выработкой запасов промысловыми методами.

Сложившаяся ситуация в значительной степени обусловлена ослаблением государственного контроля за выполнением проектных решений по разработке месторождений. Вся аналитическая работа по контролю за

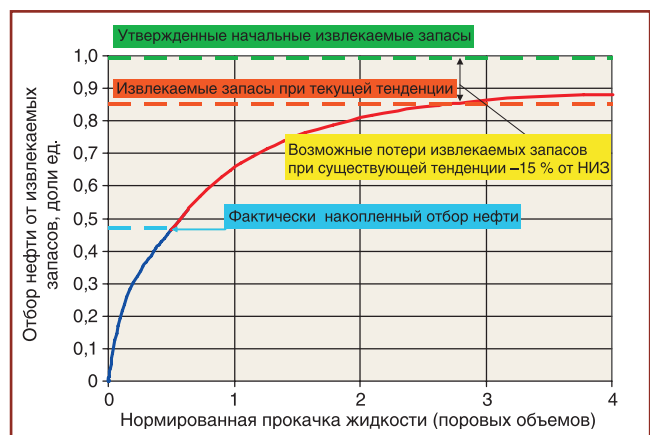
разработкой возложена на самих недропользователей, поскольку ЦКР Роснедра не имеет полномочий следить за состоянием разработки в межпроектный период, а уполномоченные институты Роснедра к такой работе не подключены. В результате проектные решения принимаются с опозданием, иногда постфактум, что снижает эффективность разработки месторождений.

Как было отмечено выше, уже в 2007 г. ожидаемое отставание добычи нефти от проектного в целом по ЗСНГП составит 26 млн т, а к 2010 г. может превысить 35 млн т (рис. 10).

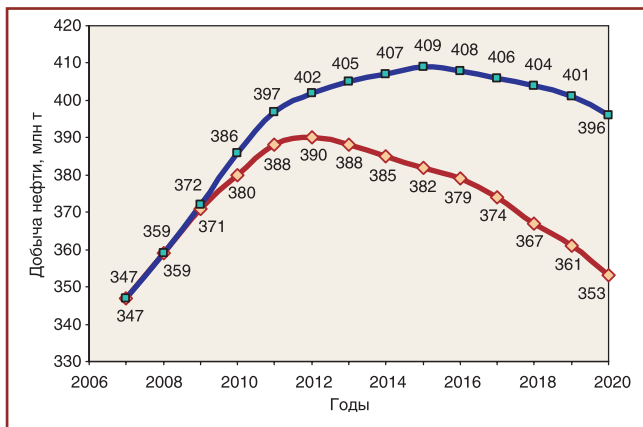
Ослабление контроля государства за выполнением проектных решений и рациональным использованием недр привело к тому, что текущую структуру запасов нефти на разрабатываемых месторождениях можно охарактеризовать как крайне неблагоприятную. Так, анализ разработки пяти крупнейших месторождений Западной Сибири показывает, что более половины текущих запа-

сов нефти к настоящему времени не вовлечены в разработку и при сохранении существующих тенденций могут быть не извлечены из недр (табл. 3). При этом потери извлекаемых запасов могут составить до 15 % от суммарного объема начальных извлекаемых запасов нефти Западной Сибири, числящихся в настоящее время на Государственном балансе РФ (рис. 11).

Для повышения эффективности недропользования и усиления роли государства в контроле за рациональным использованием запасов нефти необходимо организовать постоянный (ежегодный) анализ выполнения проектов разработки месторождений силами специально



**Рис. 11. Характеристика извлечения нефти по месторождениям ЗСНГП. Нормированная прокачка жидкости (поровых объемов)**



**Рис. 12. Прогноз добычи нефти по ЗСНГП до 2020 г.:**  
1 – по разрабатываемым месторождениям; 2 – с учетом вовлечения в разработку месторождений распределенного фонда

уполномоченных Роснедрами федеральных государственных унитарных предприятий. Результаты этой работы должны рассматриваться на ЦКР Роснедра, которая сформирует предложения по устранению допущенных отклонений и направит свои рекомендации в МПР России, Роснедра, Росприроднадзор. По результатам рассмотрения этих рекомендаций компаниям-недропользователям могут быть направлены требования о составлении нового проектного документа, предусматривающего программу мероприятий по устранению допущенных отклонений и безусловному достижению утвержденных извлекаемых запасов нефти. Если допущенные недропользователями нарушения носят необратимый характер, к ним,

по-видимому, должны применяться экономические санкции, адекватные ущербу, нанесенному государству. Принятие таких мер, по мнению авторов статьи, позволит обеспечить рациональную разработку недр и соблюдение проектных показателей добычи нефти.

Экспертные расчеты показывают (рис. 12), что применение комплекса мер по реализации проектных решений, включая применение МУН, а также ввод в разработку месторождений распределенного фонда, обеспечат уже в 2010 г. добычу нефти (с конденсатом) по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в объеме 386 млн т, в 2015 г. – 409 млн т, в 2020 г. – 396 млн т. ■■■

**West Siberian Oil and Gas Province: Efficiency of Oil Reserves and Resources Utilization and Prospects of Oil Production**  
*I. V. Shpurov, I. S. Gutman, N. N. Lisovsky, N. S. Ponomarev*

West Siberian Oil and Gas Province is the main source of hydrocarbon production in the country. However, despite the continuing growth of oil production the growth rates in the current years demonstrate a decline trend. In this situation of great importance for the future of oil production is an opportunity of enjoying the available resource potential. This opportunity is determined by such factors, as the intensity of exploration and prospecting of insufficiently studied areas with the financial assistance from the government (investments from the Federal budget and budgets of the entities within the Russian Federation) with the eventual licensing of prospective areas; timely and efficient implementation of exploration license agreements by mining investors at their respective licensed areas; timely commissioning of hydrocarbon fields included in the allotted and non-allotted reserves; implementation of design options at the respective fields; application of methods enhancing the reservoir recovery and intensifying the production of oil.



*Список литературы*

Голов А., Петерилье В. Подготовка к лицензированию // Нефть и капитал. – 2005. – № 3. – С. 25–27.  
 Джафаров И. С., Боксерман А. А., Рожков Г. В. Ресурсная база нефтедобычи в России. – СПб: Недра, 2005.  
 Дмитриевский А. Н., Максимов В. М. Перспективы развития нефтяной промышленности России до 2020 года // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 12. – С. 10–15.  
 Клецев К. А., Лоджевская М. И., Мирончев Ю. П. Ресурсная база углеводородного сырья – основа развития топливно-энергетического комплекса страны и концепция региональных работ на нефть и газ в России до 2010 г. // Отечественная геология. – 2004. – № 1. – С. 76–78.  
 Концепция геологического изучения и воспроизводства МСБ Тюменской области (без автономных округов) на 2005–2010 гг. / С. В. Прозоров, И. В. Шпуров, А. С. Тимчук, А. Б. Кряквин // Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции: Материалы научно-практической конференции, посвященной 60-летию образования Тюменской области (г. Тюмень, 22–23 сентября 2004 г.). – Тюмень: ФГУП ЗапСибНИИГТ, 2004. – С. 19–26.  
 Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи. – М.: ОАО «Зарубежнефть», 2005. / www.nestro.ru.  
 Особенности выработки запасов нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа / Г. С. Зайцев, И. П. Толстойткин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 1. – С. 30–32.  
 Садовник П. В. О мерах по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2002. – № 4.  
 Состояние и прогноз развития нефтяной промышленности Западной Сибири и перспективы поставок нефти на внутренний и международные рынки / А. Э. Контарович, А. Г. Коржубаев, Н. А. Бороздина и др. // Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции: Материалы научно-практической конференции, посвященной 60-летию образования Тюменской области (г. Тюмень, 22–23 сентября 2004 г.). – Тюмень: ФГУП ЗапСибНИИГТ, 2004. – С. 5–11.  
 Янин А. Н. Груз 500 отечественной экономики // Сибирский посад. – 2005. – № 12.  
 Янин А. Н. Груз 300 // Сибирский посад. – 2007. – № 6–7.