

Вестник **недропользователя**

ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ

№ 30 2022 год

Департамент недропользования
и природных ресурсов Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры

Автономное учреждение Ханты-
Мансийского автономного округа – Югры
«Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Вторушина Э.А.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Вторушина Э.А., Оксенойд Е.Е.,
Алёшин С.А., Захарченко Н.Н.,
Олейник Е.В., Печёрин Т.Н.

**ЛИТЕРАТУРНОЕ
РЕДАКТИРОВАНИЕ**

Симон О.А., Куминова Т.Э.

КОРРЕКТУРА

Мистюрина Ю.В., Ядрышников Н.А.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА

Куминова Т.Э.

Адрес составителя сборника
(для направления статей, замечаний,
предложений):

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»

625026, г. Тюмень,
ул. Малыгина, 75, а/я 286.

Телефон: (3452) 40-57-34, факс: 40-01-91

ISSN 00868-801X

© Правительство Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»

Электронный адрес
«Вестника недропользователя»
www.oilnews.ru

Разработка и добыча

- 3-11 *Печёрин Т.Н.*
Оценка системного эффекта от применения
многозонного гидроразрыва пласта
- 12-23 *Печёрин Т.Н.*
Влияние темпов отбора запасов на нефтеотдачу
при заводнении
- 24-34 *Печёрин Т.Н., Мухарлямова Н.В.*
Геолого-технологические условия повышения
коэффициента охвата за счет бурения
горизонтальных скважин

Рудный потенциал

- 35-37 *Бабеньшиев В.М.*
Рудный потенциал Уральской части ХМАО – Югры

Экология

- 38-40 *Пуртов В.А., Алёшин Г.А.*
Перспективы развития государственного
мониторинга водных объектов на территории
ХМАО – Югры

Инфраструктура

- 41-42 *Дятлова Т.И., Пьянков Ю.В.*
Вопросы развития водного транспортного пути
ХМАО – Югры
- 43-47 *Р.В. Халтурина*
Нефтехимия в Югре: быть или не быть?

На правах дискуссии

- 48-53 *Казанцева Л.Н., Завьялова И.В.*
Перспективы углеродной нейтральности
для ХМАО – Югры
- 54-56 *Селиванова Д.А., Крюк Е.Н.*
Перспективы развития отрасли по производству
шин в городе Сургуте ХМАО – Югры

Публицистика

- 57-61 *Алёшин С.А.*
Чувствовать себя живым...

ОЦЕНКА СИСТЕМНОГО ЭФФЕКТА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗОННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Т.Н. Печёрин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

В настоящее время в практике разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО широкое распространение получила технология многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах. С одной стороны, подобно обычному гидроразрыву, МГРП создает дополнительную искусственную проводимость в пласте, тем самым увеличивая приток к скважине. С другой – ориентированность трещин МГРП по нормали к напластованию позволяет свести до минимума главный недостаток горизонтального бурения – а именно, неполноту вскрытия горизонтальным стволом продуктивного разреза, поскольку за счет этих трещин создается гидродинамическая связь с нескрытыми выше- и нижележащими пропластками.

Такая двойственность позволила в ряде работ (например, [1] и [2]) рассматривать МГРП как метод повышения конечной нефтеотдачи, а не только интенсификации отборов. Кроме того, широкое распространение МГРП делает актуальным вопрос области применения данного метода, а по сути – об условиях, при которых бурение многозонного гидроразрыва имеет смысл или даже необходимо, а при каких оно нежелательно из-за высокой вероятности неэффективных операций.

В работе [3] сформулирован перечень критериев применимости многозонного гидроразрыва, который, однако, учитывает опыт только одного Приобского месторождения. Кроме того, сформулирован он в 2011 году, т.е. до того как началось массовое внедрение технологии на многих месторождениях ХМАО. На основе более свежей информации в работе [4] была дана оценка каждому из критериев и выполнен анализ зависимости между эффективностью МГРП и соответствием объектов, где отмечено

применение МГРП, тому или иному критерию из работы [3].

Если исходить из самого механизма действия технологии, бурение горизонтальных скважин предпочтительнее производить на пласты со следующими условиями:

- низкой проницаемостью, не позволяющей обеспечить экономически эффективные дебиты в скважинах обычного профиля;
- мощным расчлененным разрезом, вскрытие которого горизонтальным стволом затруднительно.

Здесь необходимо отметить, что, несмотря на известную формулу Дюпюи, в реальных скважинах большие нефтенасыщенные толщины далеко не всегда компенсируют низкую проницаемость для дебита, поскольку являются признаком послонной неоднородности – что, в свою очередь, ограничивает работающую толщину скважины.

Кроме того, крайне желательным является отсутствие в пласте подстилающей воды, а также подвижной воды в продуктивных пропластках, что связано с недонасыщенностью и гидрофильностью коллекторов. Иначе интенсификация методом МГРП приведет к прорыву воды и увеличению обводненности добываемой продукции, что нежелательно с экономической точки зрения.

Не исключается прорыв воды и из неперфорированных пластов в том случае, если сам перфорированный пласт является маломощным, притом, что протяженность трещин составляет порядка нескольких десятков метров. Данное обстоятельство, во-первых, служит дополнительным доводом в пользу проведения МГРП именно на пластах с большими толщинами, а во-вторых, делает бессмысленными ряд критериев применимости технологии, выдвинутых

в работе [3]. Речь идет об ограничении общей толщины пласта (не более 100 м), толщины глинистых перемычек (не более 3–4 м), а также, отчасти, толщины продуктивных пропластков (не менее 2 м). Последний из критериев имеет смысл учитывать, собственно, при проектировании траектории горизонтальной скважины, т.к. вскрывать горизонтальным участком целесообразно наиболее мощный из пропластков. Однако значительная протяженность трещин МГРП, на порядок превышающая ограничения по толщине как продуктивного пропластка, так и глинистой перемычки, не позволяет этим ограничениям существенно повлиять на эффект именно от интенсификации, а не от самого горизонтального бурения.

Касаясь другого актуального вопроса применения МГРП, а именно, возможности увеличения с его помощью не только текущих отборов, но и конечной нефтеотдачи, необходимо разделять системный и одиночный характер применения данного метода. Очевидно, что одиночная операция многозонного гидроразрыва на одной скважине нацелена исключительно на улучшение показателей работы самой этой скважины и, прежде всего, обеспечение текущего дебита. Однако в тех случаях, когда горизонтальные скважины с МГРП бурятся регулярно и в объемах, сопоставимых с объемами бурения скважин обычного профиля, эти мероприятия способствуют повышению эффективности уже системы разработки эксплуатационного объекта в целом.

В последних проектных документах на разработку ряда месторождений горизонтальное бурение с многозонным гидроразрывом рассматривают именно в таком качестве. Причем, согласно таким документам, за счет горизонтальных скважин с МГРП предполагается обеспечить добычу нефти на порядок большую, чем добыча от других геолого-технологических мероприятий. Вместе с тем важно отметить, что проектная эффективность ГТМ может не подтвердиться фактически, поскольку существующие подходы к проектированию разработки нефтяных месторождений предусматривают идеализацию как продуктивных пластов, так и технологических процессов, сопровождающих

воздействие на них, в рамках геологического и гидродинамического моделирования, на котором и основываются проектные показатели разработки.

Настоящее исследование направлено на оценку возможности увеличения нефтеотдачи за счет МГРП, исходя из фактического опыта системного применения данной технологии на месторождениях ХМАО. Указанный опыт отмечен на 10 эксплуатационных объектах 9 месторождений, включая:

- 2 объекта, выделенных в отложениях ачимовской толщи;
- 5 объектов горизонта AC_{10-12} ;
- 1 объект викуловской и два объекта тюменской свиты Краснотеневского свода.

Из этих объектов 7 являются многопластовыми, и потому характеризуются высокой расчлененностью разреза. Значительную расчлененность (от 4 до 10) имеют и три однопластовых объекта.

В качестве еще одного общего признака объектов, где многозонный гидроразрыв применяется системно, следует отметить относительно низкие значения проницаемости – от 0,7 до 19,6 мД (по большинству – менее 5 мД). Для сравнения, по разновозрастным пластам соседних месторождений, где системное применение МГРП не отмечено, она составляет от 0,7 до 53 мД (по большинству – от 10 и более мД).

Кроме того, большинство объектов с системным применением МГРП характеризуются значительными нефтенасыщенными толщинами. По 7 из 10 объектов она в среднем превышает 8 м, в т.ч. по двум составляет порядка десятков метров. Напротив, по большинству разновозрастных объектов соседних месторождений она не превышает 6–8 м, а толщины порядка десятков метров отмечены на 4 из 30 объектов.

Таким образом, выдвинутый ранее в данной работе тезис о предпочтительном применении МГРП в условиях низкопроницаемого, мощного и расчлененного пласта нашел подтверждение в практике разработки реальных месторождений ХМАО.

Количественно критерий по проницаемости оценен путем сравнения начальных дебитов

скважин на объектах с системным применением МГРП и на одновозрастных пластах соседних месторождений. Установлено (рис. 1), что при эквивалентных значениях проницаемости начальные дебиты в среднем выше на объектах, где системно применяется МГРП при условии, что сама проницаемость не превышает 5 мД, тогда как при проницаемости порядка десятков мД преимуществ системного применения МГРП не отмечено.

Важно отметить, что речь в данном случае идет о дебитах по всему фонду, а не только по горизонтальным скважинам с МГРП. То есть даже если не все добывающие скважины являются горизонтальными и подвергаются многозонному гидроразрыву, соответствующие мероприятия способствуют заметному увеличению продуктивности фонда в целом, по сравнению с объектами, где МГРП не применялся.

Примечательно также, что интервал проницаемости, в котором выявлено значительное положительное влияние МГРП на продуктивность фонда в целом (т.е. признак системного эффекта), соответствует шестому критерию из

работы [3] – проницаемость менее 5 мД. Причина неудовлетворительной эффективности МГРП на более высокопроницаемых пластах, по всей видимости, в значительном вкладе поровой составляющей в общую проводимость. Соответственно, увеличение проводимости (и продуктивности) за счет МГРП оказывается не столь значительным относительно исходного уровня, чтобы быть заметным в масштабе всего объекта.

Рисунок 2 подтверждает другой, ранее выдвинутый в работе тезис – о предпочтительном применении многозонного гидроразрыва на пластах с как можно большими толщинами. При отсутствии МГРП корреляция между дебитами новых скважин и средней нефтенасыщенной толщиной отсутствует. Если при малых толщинах дебиты низкие, то при больших они могут быть ограничены неполной работой продуктивного разреза из-за его неоднородности. Трещины же МГРП позволяют охватить продуктивный разрез почти полностью, благодаря чему между входными дебитами и нефтенасыщенной толщиной отмечается значительная

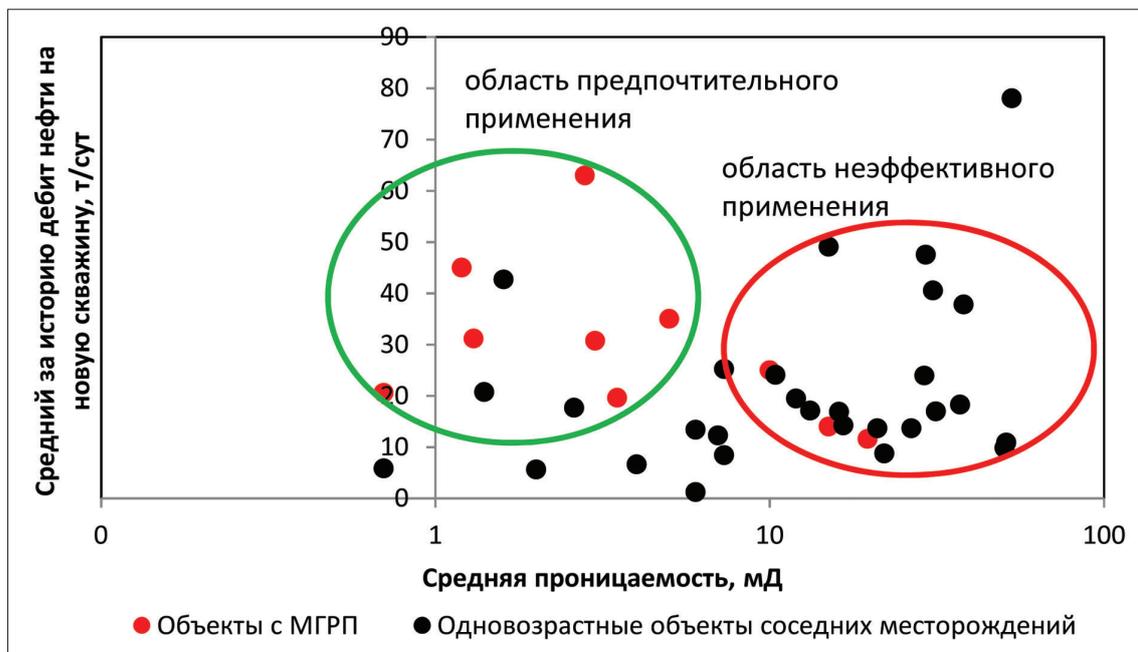


Рис. 1. Сопоставление средних за историю дебитов по нефти новых скважин, в зависимости от проницаемости на объектах, где системно проводится и где не проводится многозонный гидроразрыв

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

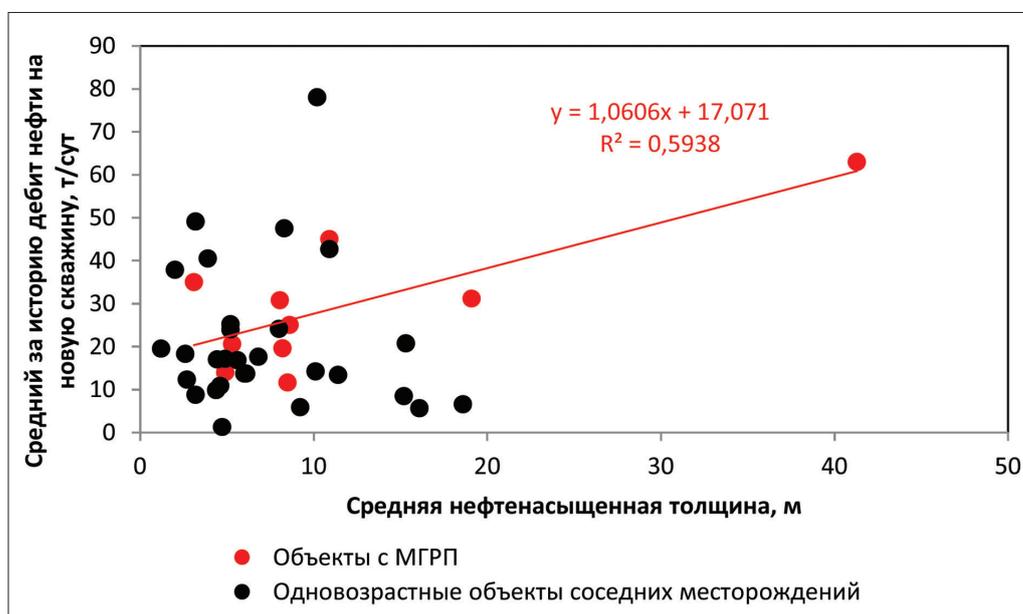


Рис. 2. Оценка зависимости средних за историю дебитов по нефти новых скважин от средних нефтенасыщенных толщин на объектах, где системно проводится и где не проводится многозонный гидроразрыв

положительная корреляция. Более того, чем выше нефтенасыщенная толщина, тем фактические показатели среднего входного дебита ближе к линии тренда, т.е. корреляция от нефтенасыщенной толщины проявляется в большей степени.

Таким образом, сам факт наличия системного эффекта многозонного гидроразрыва подтвержден сопоставлением средних дебитов на новую скважину. Вместе с тем сами по себе более высокие дебиты позволяют охарактеризовать МГРП только как метод интенсификации, а не повышения нефтеотдачи, поскольку при этом не исключается, что повышенные дебиты и снижаться будут быстрее.

Чтобы проверить, применимо ли данное утверждение к объектам, где МГРП применяется системно, было выполнено сопоставление показателей снижения (декрементов) добычи из переходящего фонда с соответствующими показателями одновозрастных объектов на соседних месторождениях.

Под декрементом понимается нормированный (укладывающийся в диапазон от 0 до 1)

множитель, т.е. множитель бесконечно убывающей геометрической прогрессии. Например, снижение на 10 % равносильно декременту в 0,9. Пример оценки декремента (меры снижения) добычи нефти из переходящего фонда представлен на рисунке 3.

Согласно работам [5] и [6], снижение добычи нефти связано с конечным объемом потенциально извлекаемых запасов и их выработкой, а темп снижения прямо пропорционален входному дебиту по нефти и обратно пропорционален объему потенциально извлекаемых запасов. В связи с этим, если эффект воздействия ограничен интенсификацией, то более высокий дебит будет соответствовать более быстрому снижению, т.е. меньшему декременту.

Однако в случае с исследуемыми объектами (рис. 4) зависимость декремента добычи от среднего дебита по нефти на новую скважину почти не прослеживается — причем ни по объектам, где системно проводится МГРП, ни по одновозрастным пластам соседних месторождений, где МГРП не применяется.

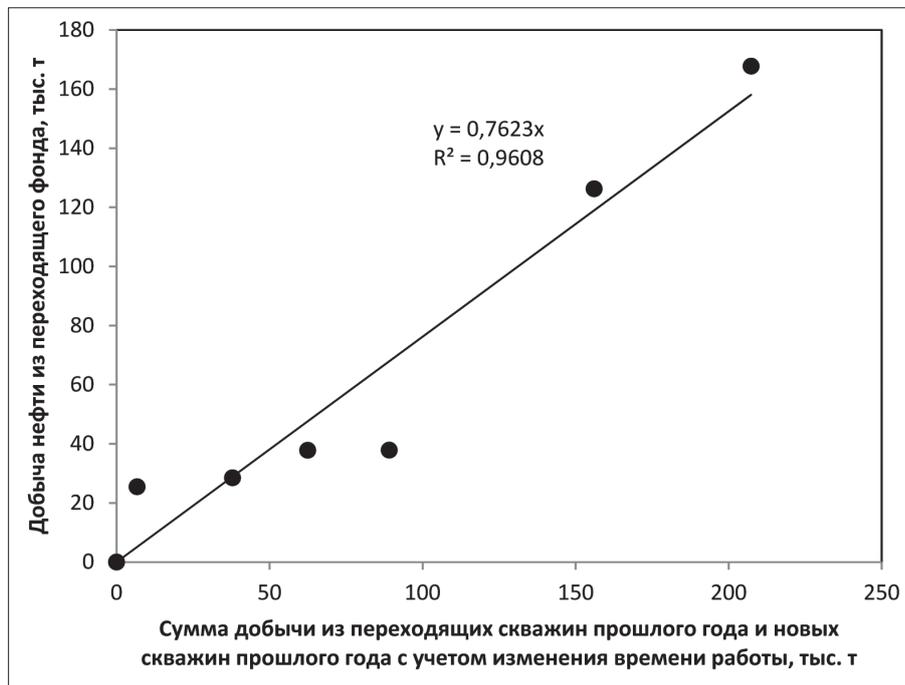


Рис. 3. Пример оценки декремента добычи нефти из переходящего фонда методом линейной регрессии

Слабая зависимость для декремента наблюдается от проницаемости (рис. 5), однако характер этой зависимости для объектов с системным МГРП и без применения данной технологии один и тот же. Иными словами, фактор системного применения МГРП не оказывает влияния на характер данной зависимости и, соответственно, на декремент добычи.

Исходя из того, что системное применение многозонного гидроразрыва не приводит к более быстрому снижению добычи (по крайней мере, в масштабе объекта) справедливым представляется утверждение, что дренируемые запасы на скважину с МГРП выше, чем на скважину обычного профиля, а соотношение эквивалентно соотношению дебитов. Соответственно, бурение горизонтальных скважин с МГРП вместо наклонно-направленных скважин позволяет рассчитывать на обеспечение целевых показателей нефтеотдачи при меньшей численности совокупного фонда. Данное обстоятельство позволит улучшить экономические показатели разработки и соответственно, способствовать увеличению объема рентабельных извлекаемых

запасов, а также может послужить экономическим основанием для повышения уже технологического коэффициента извлечения нефти.

Далее дается количественная оценка системного эффекта от МГРП, т.е. какому количеству обычных скважин эквивалентна одна горизонтальная скважина с многозонным гидроразрывом. Искомая величина X выражалась из следующего соотношения:

где $q_{\text{МГРП}}$ – средний за историю дебит новых скважин по объекту с системным применением многозонного гидроразрыва, q – средний дебит на новую скважину по одновозрастным объектам соседних месторождений, α – доля скважин с МГРП от общего количества скважин, перебивавших в добыче.

Отсюда получаем выражение для количественного эквивалента X :

$$\frac{q_{\text{МГРП}}}{q} = \alpha X + (1 - \alpha),$$

Результаты оценок представлены в табл. 1. При этом объекты с системным применением МГРП и одновозрастные пласты соседних месторождений были сгруппированы по страти-

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

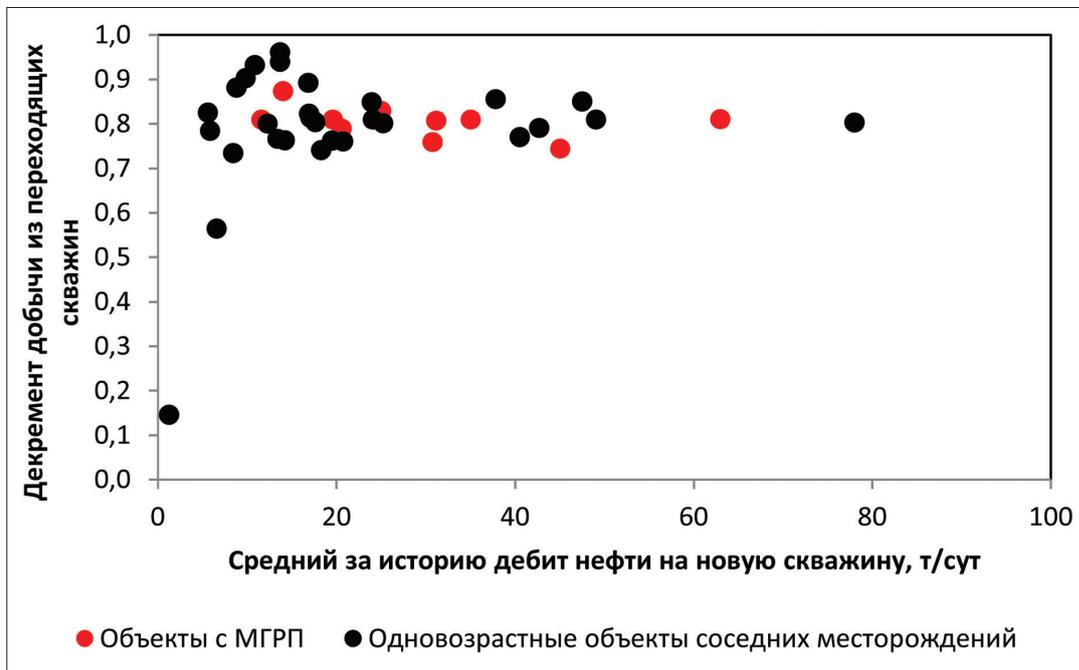


Рис. 4. Оценка зависимости декремента добычи из переходящих скважин от среднего за историю дебита на новую скважину

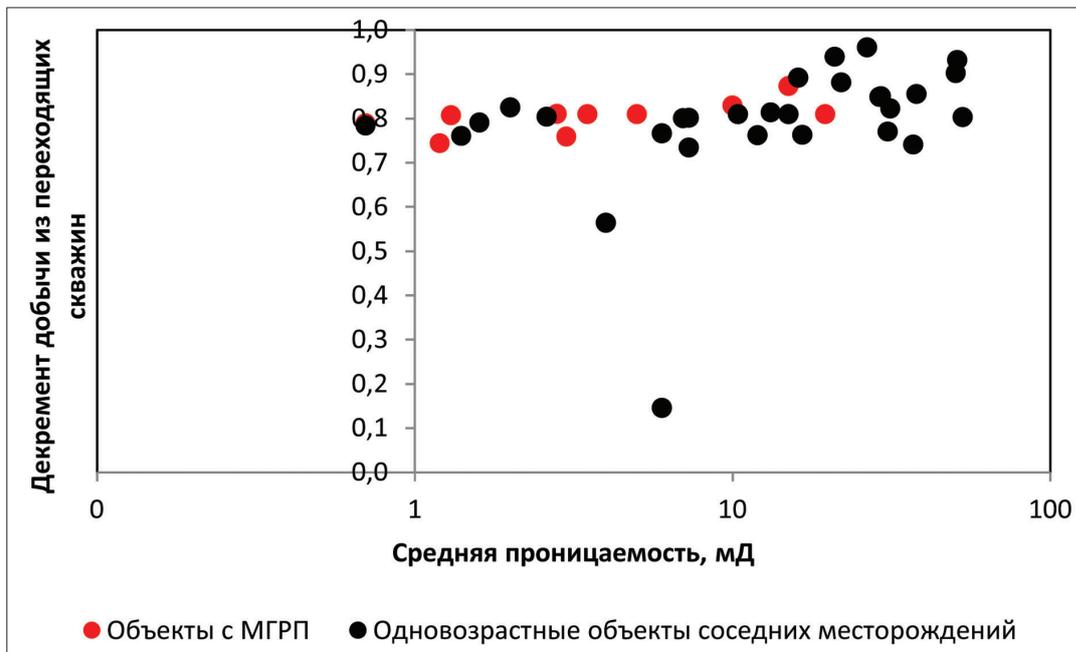


Рис. 5. Оценка зависимости декремента добычи из переходящих скважин от проницаемости пласта

графической принадлежности и географическому положению, что позволило выполнить дифференцированные оценки, справедливые для пластов соответствующего возраста. Также по горизонтам выполнены оценки потенциальных дебитов новых горизонтальных скважин с МГРП – как произведение X на q .

$$X = 1 + \frac{1}{\alpha} \cdot \left(\frac{q_{\text{МГРП}}}{q} - 1 \right).$$

В относительном выражении горизонтальное бурение с МГРП наиболее эффективно в условиях ачимовской толщи, а также среднеюрских объектов на площадях Краснотенинского месторождения. Бурение горизонтальных скважин с МГРП на эти пласты на порядок эффективнее, чем бурение скважин обычного профиля. Кроме того, на ЮК₂₋₉ может быть получен и наибольший эффект в абсолютном выражении – около 300 т/сут на новую скважину с МГРП.

Высокоэффективными являются мероприятия по горизонтальному бурению с МГРП

и на пластах АС₁₀₋₁₂ – порядка 100 т/сут и выше на новую скважину, а усредненная горизонтальная скважина с многозонным гидроразрывом эквивалентна более чем четырем скважинам обычного профиля.

Напротив, в условиях викуловской свиты горизонтальное бурение с многозонным гидроразрывом не дало положительного эффекта, что связано главным образом с относительно высокой проницаемостью – десятки мД, т.е. вклад трещинной составляющей в проводимость получается незначительный. Задача же охвата расчлененного разреза горизонтальной скважиной на объектах викуловской свиты решается с помощью сложного профилирования, как показано на рисунке 6.

В среднем по всей рассмотренной выборке при системной реализации горизонтального бурения с МГРП горизонтальная скважина оценивается как эквивалент примерно 7 скважин обычного профиля, а средний дебит новой горизонтальной скважины с МГРП оценен в 151 т/сут.

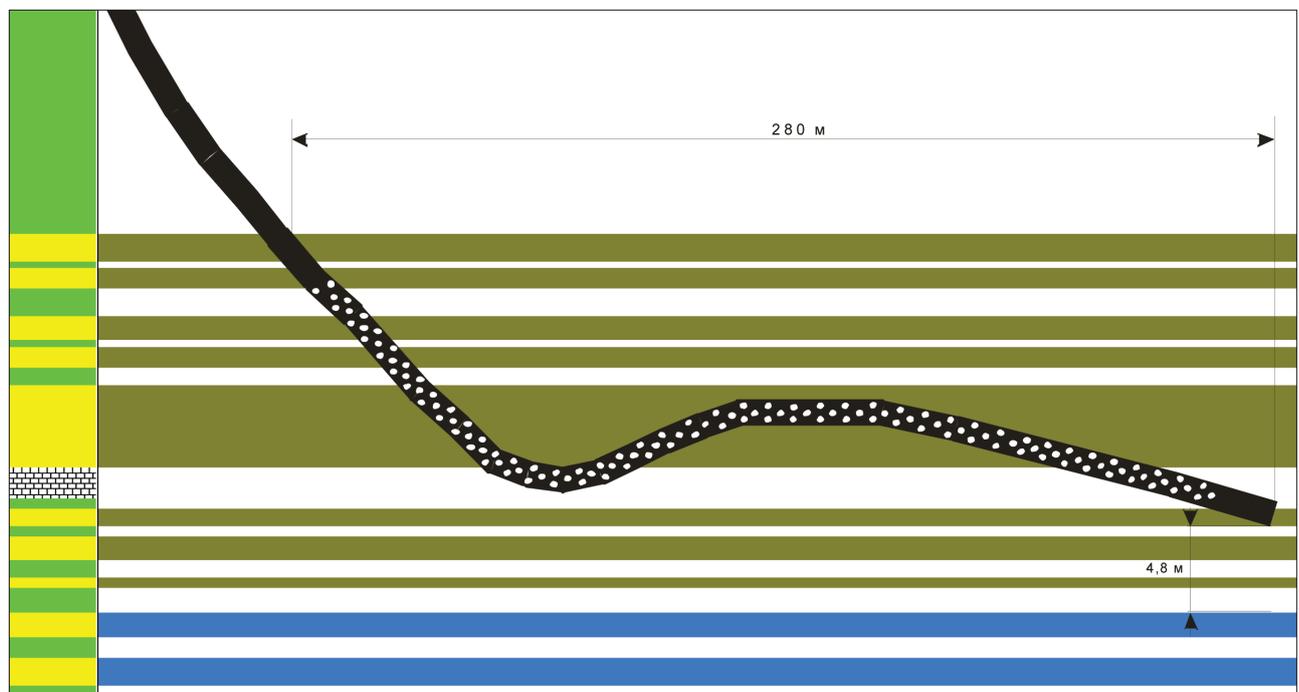


Рис. 6. Пример усложнения профиля горизонтальной скважины для максимального вскрытия расчлененного разреза на пласте викуловской свиты

Таблица 1

Количественная оценка эффекта от системного применения многозонного гидроразрыва

Показатели по объектам с системным МГРП	БС ₁₆₋₂₂ и Ач	АС ₁₀₋₁₂ Приобская группа	АС ₁₀₋₁₂ Сургут-нефтегаз	АС ₁₀ Сургут-нефтегаз Север	ВК	ЮК ₂₋₅	ЮК ₂₋₉ Красно-ленинское	В среднем
Средний дебит новых скважин, т/сут	25.9	49.9	23.3	35.0	11.6	20.6	45.0	44.4
Доля скважин с МГРП, %	46.9	6.1	5.3	21.1	13.6	75.0	9.0	6.8
Соотношение по среднему дебиту на новую скважину с одновозрастными пластами соседних месторождений	5.2	1.2	1.4	1.8	0.9	1.2	2.2	1.4
Оценка соотношения дебитов ГС с МГРП и скважин обычного профиля	10.0	4.2	7.7	4.8	0.0	1.2	14.1	7.3
Оценка дебита новой скважины с МГРП, т/сут	49.5	174.9	131.8	93.0	0.4	21.6	292.1	151.0

ЛИТЕРАТУРА

1. *Старицын, М.Ф.* Применение скважин с горизонтальным окончанием для повышения нефтеотдачи малопродуктивных месторождений // Сборник докладов Томского политехнического университета «Проблемы геологии и освоения недр». Секция 9. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Томск, 2001. – С. 469-470.

2. *Шорохов, А.Н.* Особенности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов методом многозонного ГРП / А.Н. Шорохов, М.А. Азаматов, А.А. Артамонов, А.В. Ившин // «Вестник ЦКР Роснедра». – 2013. – № 1. – С. 30-35.

3. *Гиладев, Г.Г.* Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г.Г. Гиладев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов, И.В. Судеев и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», 2012. – Март-апрель (выпуск 27). – С. 22-26.

4. *Печёрин, Т.Н.* Анализ эффективности и уточнение геолого-физических условий эффективного применения многозонного гидроразрыва пласта / Т.Н. Печёрин // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – 2018. – № 29. – С. 94-104.

5. *Лысенко, В.Д.* Разработки нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996. – 367 с

6. *Медведский, Р.И., Севастьянов, А.А.* Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – Санкт-Петербург: Недра, 2004.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПОВ ОТБОРА ЗАПАСОВ НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Т.Н. Печёрин

(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилльмана»)

Недропользователь заинтересован в максимальной интенсивности выработки запасов, поскольку тем самым снижаются сроки окупаемости вложений в добычу. Но поскольку добыча нефти, определяющая темпы отбора запасов, является сложной и многофакторной величиной, далеко не все способы ее обеспечения (и повышения) благоприятно отражаются на состоянии разработки и конечной нефтеотдаче.

Очевидно, что если высокие отборы нефти обеспечены естественным путем (за счет высоких коллекторских свойств), то ни к каким негативным последствиям их достижение не приводит. Напротив, высокие коллекторские свойства, как правило, сочетаются с высоким же коэффициентом вытеснения и нередко являются признаком гидродинамически связанных коллекторов и однородного строения, что в свою очередь способствует и высокому охвату [1]. Соответственно, в таких случаях высокие темпы отбора сочетаются с высокой же нефтеотдачей.

Среди технологических способов повышения интенсивности отборов без побочных негативных эффектов необходимо отметить бурение скважин сложного профиля и быстрое разбуривание. С одной стороны, скважины сложного профиля отличаются более высокой продуктивностью (что способствует увеличению текущих отборов), с другой – сложный профиль повышает связанность коллекторов – а, следовательно, коэффициент охвата. В свою очередь реализация проектного фонда в сжатые сроки способствует более эффективно его использованию на стадии снижающейся добычи, поскольку большинство скважин в этом случае не успевают выбыть в неработающие категории.

Однако большинство способов искусственного обеспечения высоких темпов отбора впоследствии негативно сказываются на нефтеотдаче.

В первую очередь здесь следует отметить выборочное или первоочередное разбуривание наиболее продуктивных участков. При этом действительно обеспечивается быстрый рост отборов, который, однако, сочетается с низким охватом залежи, прежде всего по площади, поскольку разбуривание остальной ее части может откладываться.

Нежелательным является и форсирование отборов жидкости, поскольку оно ведет к ухудшению энергетического состояния. Снижение давлений на забое, за счет которого обеспечивается углубление депрессий (и, как следствие, рост отборов) закономерно обуславливает снижение и пластовых давлений. Как отмечается в работе [2], форсирование отборов оправданно только на поздних стадиях разработки, в условиях высокой обводненности, когда снижение пластового давления способствует уменьшению водопритока.

Массовая интенсификация отборов методом гидроразрыва пласта (ГРП), применяемая при разработке низкопроницаемых пластов, увеличивает продуктивность скважин за счет дополнительной (трещинной) проводимости. Однако эта дополнительная проводимость усугубляет фильтрационную неоднородность, что препятствует равномерному вытеснению нефти [3].

К схожим последствиям ведет повышение пластового давления путем перекомпенсации (превышения закачкой отборов жидкости) [4], поскольку достигается данный эффект при высоких давлениях нагнетания, близких или превышающих давление гидроразрыва. Кро-

ме того, перекомпенсация оборачивается преждевременным обводнением, увеличивающим себестоимость добычи.

Во всех перечисленных случаях для динамики добычи нефти характерен быстрый рост и такое же быстрое снижение. При этом в разы увеличивается, достигая высоких значений, кратность запасов – первый признак неудовлетворительной эффективности разработки. Наблюдается и резкий рост обводненности.

Пример такой динамики показателей разработки представлен на рис. 1. В течение первых четырех лет добыча нефти выросла на порядок, в следующие же четыре года наблюдалось, напротив, кратное снижение. Соответственно, более четверти добытой за историю разработки нефти было извлечено в год максимального отбора.

После окончания роста уже на следующий год обводненность выросла с 28,2 до 52,5 %, что равносильно снижению доли нефти в потоке в 1,5 раза. Снижение отборов нефти в первые три года после окончания роста сопровождалось увеличением отборов жидкости (по сути – воды), что обеспечивалось за счет опережающего наращивания объемов закачки. В 2020 году закачка была снижена, что привело к пропорциональному снижению отборов жидкости. В этой связи следует предположить, что большая часть добываемой воды прорывается от нагнетательных скважин к добывающим, т.е. именно чрезмерное ее нагнетание является основным источником обводнения.

В настоящее время по эксплуатационному объекту, чьи показатели представлены на рисунке 1, достигнут КИН на уровне 0,157 д. ед. при обводненности – 89,7 %. Учитывая экономические ограничения по обводненности, возможность существенного увеличения нефтеотдачи за счет дальнейшей разработки представляется сомнительной.

Очевидно, что именно действия недропользователя, направленные на ускорение роста добычи, привели к ухудшению состояния разработки. И в то же время низкие отборы нефти не только нецелесообразны с экономической точки зрения, но и бывают вызваны негативными явлениями как геолого-физи-

ческого, так и технологического характера. В последнем случае стоит отметить неполную разбуренность, необоснованную приостановку бурения, нерациональное использование фонда, т.е. выбытие большинства скважин (включая высокодебитные) в неработающие категории, недостаток ГТМ. Все перечисленные обстоятельства действительно ограничивают уровни добычи и их рост, однако применять их в практике разработки крайне нежелательно.

Таким образом, опыт разработки не позволяет однозначно ответить на вопрос, являются ли высокие темпы выработки запасов полезными для нефтеотдачи. По всей видимости, в каждом конкретном случае существуют оптимальные темпы отбора, зависящие от геолого-технологических условий. На установление такой зависимости, а также степени влияния темпов отбора на нефтеотдачу направлено настоящее исследование.

Прежде чем перейти непосредственно к анализу фактического материала, важно отметить два обстоятельства, определяющие особенности данной работы.

Во-первых, в то время как при проектировании разработки, как правило, учитываются темпы отбора от начальных или текущих извлекаемых запасов, в рамках данного исследования анализируется максимальный за историю темп отбора от начальных геологических запасов. Преимущество данной величины заключается в большей достоверности именно геологических запасов (подсчитанных объемным методом), в то время как извлекаемые запасы могут завышаться, занижаться и чаще пересматриваются из-за несовершенства методологической базы для обоснования КИН.

Во-вторых, для анализа влияния темпа отбора на нефтеотдачу использованы текущие достигнутые показатели нефтеотдачи на эксплуатационных объектах с обводненностью не менее 97%. Поскольку обводненность по таким объектам близка к установленному [5] предельному значению, их конечная нефтеотдача не будет сильно отличаться от текущей.

Использование именно фактически достигнутых показателей нефтеотдачи также продиктовано стремлением обеспечить максималь-

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

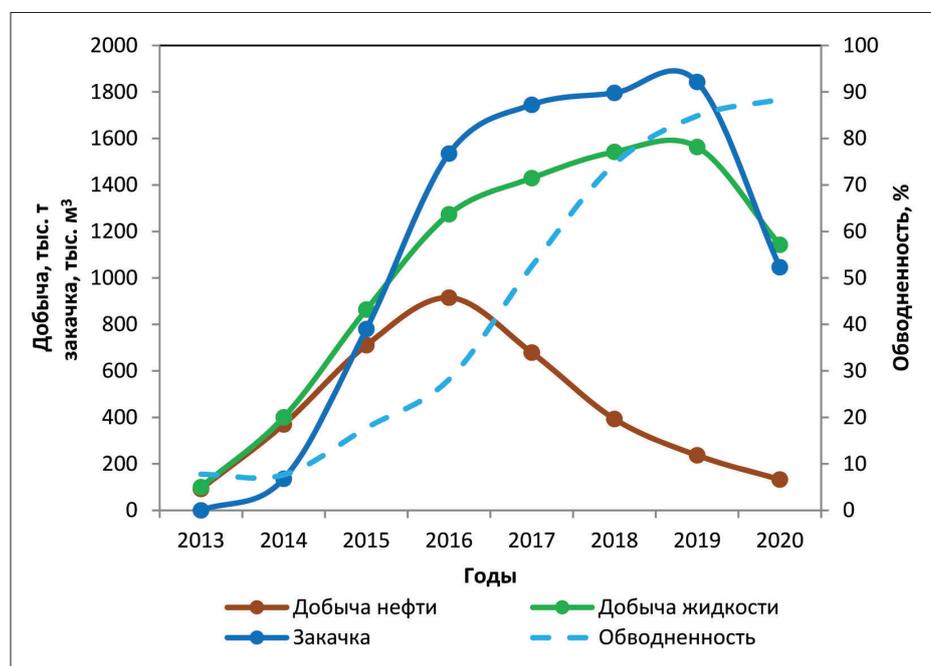


Рис. 1. Пример обеспечения роста отборов с негативными последствиями

ную достоверность. Проектные значения КИН и его составляющих, как уже говорилось, подвержены частому пересмотру. Уступают предложенному подходу по достоверности и оценке методу характеристик вытеснения по причине многочисленности методик (в одном только РД 153-39.0-110-01 [6] их предложено свыше десятка) и взаимному противоречию результатов.

Необходимо также отметить, что на территории ХМАО вышеприведенному критерию по обводненности удовлетворяют 174 эксплуатационных объекта 77 месторождений, т.е. исследуемая выборка достаточно многочисленна.

При сопоставлении значений КИН данных объектов с максимальными темпами отбора от геологических запасов прослеживается положительная корреляция (рис. 2), аппроксимационная зависимость имеет удовлетворительную достоверность — более 80 %. Иными словами, в большинстве случаев — чем интенсивнее отборы, тем выше нефтеотдача. В то же время корреляция эта наблюдается при сравнительно небольших темпах отбора — менее 2-3 %, а при больших значениях не прослеживается (выделено красным).

Для сравнения, на объекте, ранее использованном в качестве примера (рис. 1), темп отбора от начальных геологических запасов достигал 4,1 %.

По всей видимости, низкие темпы отбора от НГЗ (менее 2-3 %) характерны для пластов с неблагоприятными геолого-физическими условиями или неудовлетворительным состоянием разработки, о чем уже говорилось выше. На таких пластах мероприятия по увеличению отборов, как правило, оказывают положительное влияние на нефтеотдачу, что и нашло отражение в положительной корреляции и аппроксимации с высокой достоверностью.

Еще в большей степени КИН, достигнутый при обводненности, близкой к предельной, зависит от величины коэффициента нефтеотдачи, достигнутой на стадии растущей добычи (рис. 3). Иными словами, нефтеотдача тем выше, чем дольше длится рост. И наоборот, быстрое увеличение отборов за период в несколько лет (как в примере на рисунке 1), за который извлекается лишь небольшая часть запасов, не позволяет обеспечить высокую нефтеотдачу, поскольку достигается выборочным

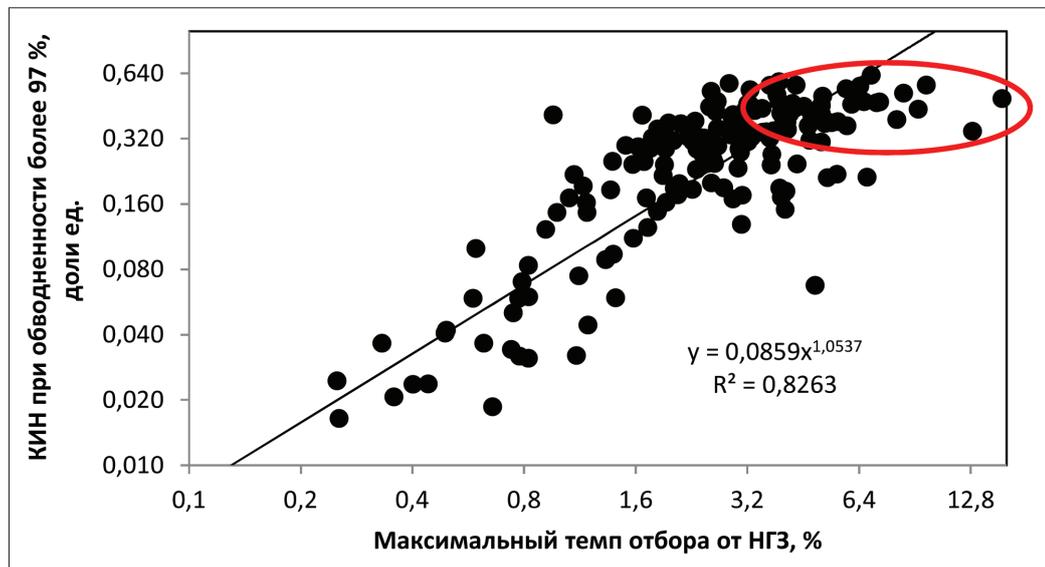


Рис. 2. Оценка зависимости КИН от максимального темпа отбора

разбуриванием в сочетании с интенсификацией отборов.

Наличие зависимости КИН не только от темпа отбора, но и от величины коэффициента нефтеотдачи, достигнутой на стадии растущей добычи, а также близкие показатели степеней обеих зависимостей позволяют сформировать сводную зависимость от произведения двух этих величин (рис. 4). В тех случаях, если произведение КИН, достигнутого на стадии растущей добычи, и темпа отбора превышает 2, фактические значения не соответствуют зависимости (выделено красным), однако выполняется такое условие достаточно редко. Например, при довольно высоком темпе отбора от НГЗ на уровне 5 % за период роста добычи должен быть достигнут КИН более 0,4 д. ед. Для сравнения, даже конечный, принятый при проектировании, КИН по месторождениям ХМАО ниже этой величины.

Таким образом, сводная зависимость имеет вид:

$$\text{КИН}_{F>97\%} = 0.5 (T_{\max} \times \text{КИН}_{T_{\max}})^{0.53}$$

где F – обводненность, T_{\max} – максимальный за историю темп отбора от НГЗ. Последняя величина выражается в процентах, тогда как КИН – в долях единицы.

На объекте, рассмотренном в качестве примера, максимальный темп отбора от НГЗ составил 4,1%, коэффициент извлечения нефти, достигнутый за период роста добычи – 0,097 д. ед. Произведение этих величин составляет 0,398. Согласно полученной зависимости, при росте обводненности до 97% и выше КИН достигнет величины в 0,307 д. ед.

При этом необходимо отметить наличие области экстремумов (выделено зеленым), отклоняющихся от монотонной аппроксимационной зависимости и указывающей на существование оптимальных значений темпа отбора и КИН на стадии растущей добычи.

Исходя из предположения, что для каждого значения КИН, достигнутого на стадии растущей добычи, существует своя оптимальная величина темпа отбора от НГЗ (при которой конечный КИН становится максимальным), выполнена дифференциация объектов выборки в зависимости от КИН на стадии растущей добычи (рис. 5). При этом действительно установлено наличие области значений темпов отбора (выделено зеленым), при которых достигается максимальный КИН. При темпах отбора выше этих значений прослеживается тенденция к снижению коэффициента извлечения нефти (выделено красным).

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

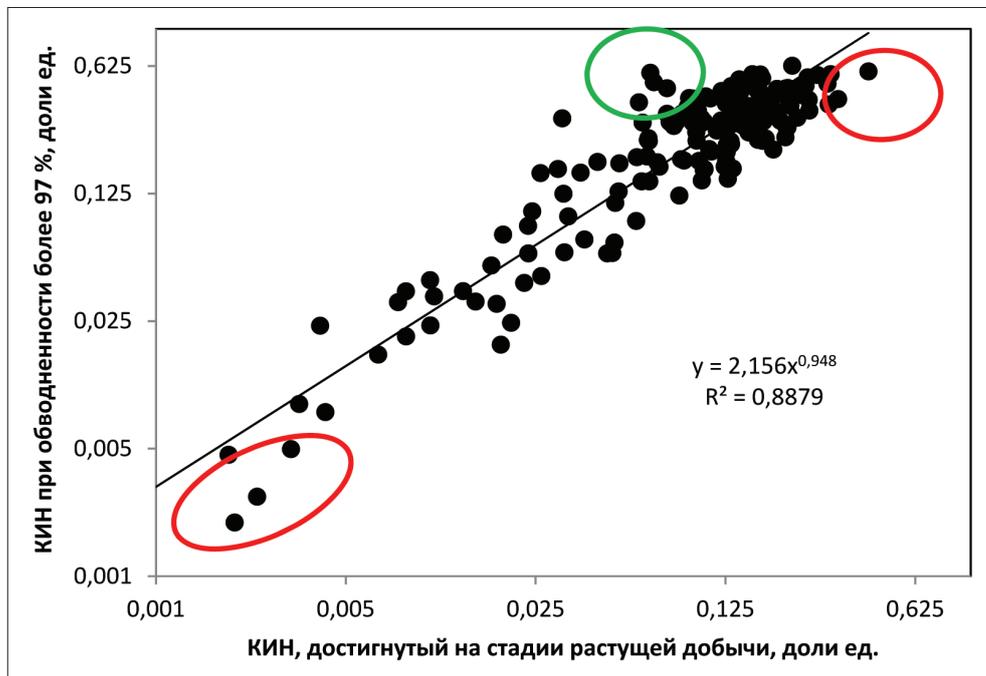


Рис. 3. Оценка зависимости от КИН, достигнутого на стадии растущей добычи

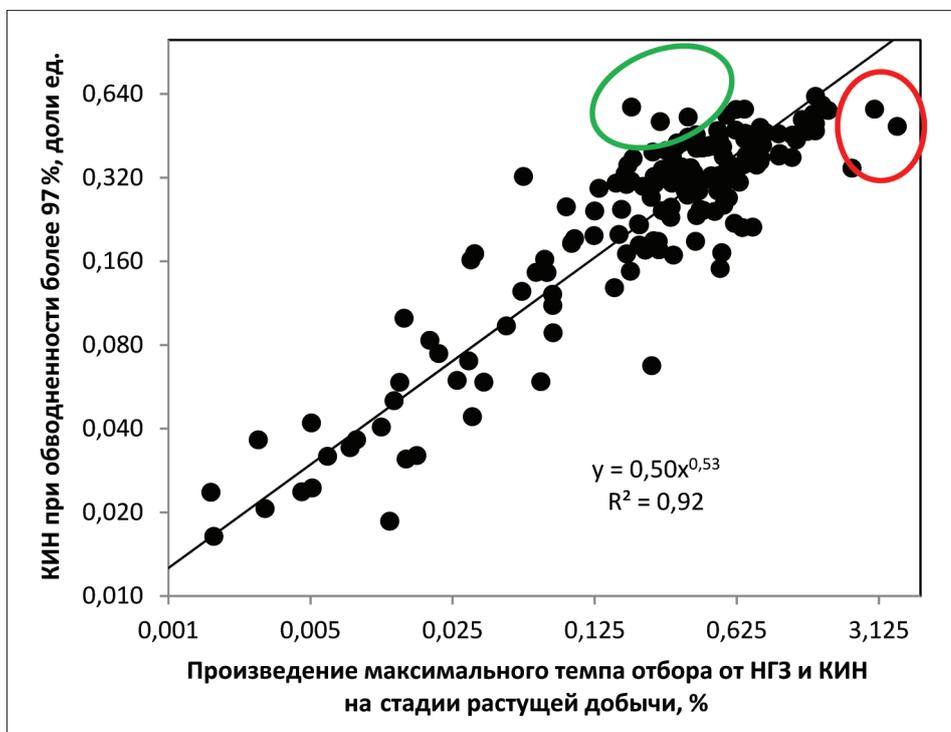


Рис. 4. Оценка сводной зависимости для КИН

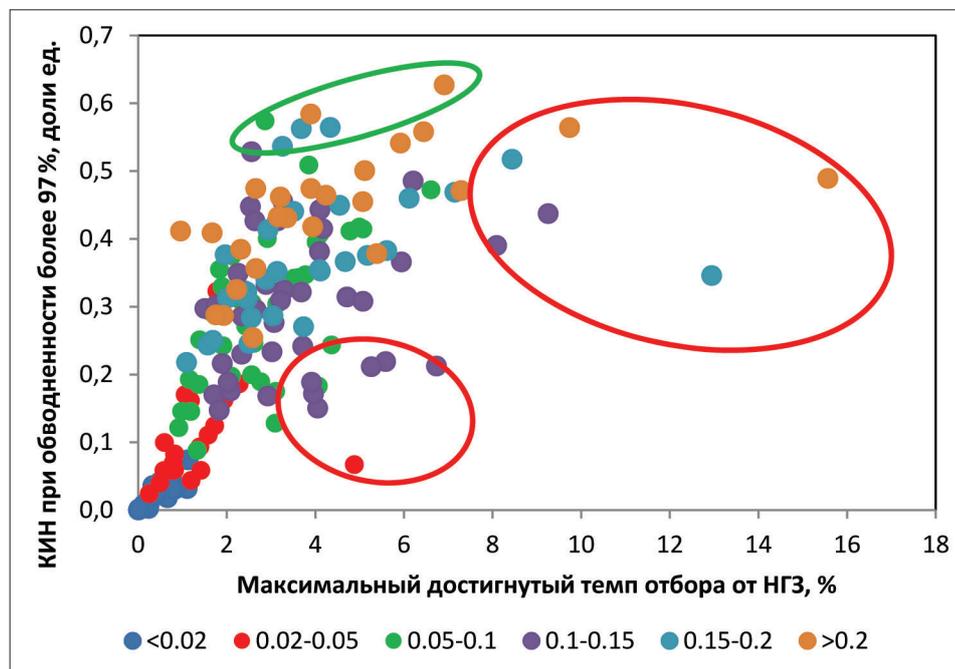


Рис. 5. Оценка оптимальных темпов отбора в зависимости от КИН за период роста добычи

Наконец, отмечается, что чем больше КИН на стадии растущей добычи, тем выше оптимальный темп (табл. 1). В практическом смысле это означает, что чем продолжительнее стадия растущей добычи, тем более высокие отборы могут быть достигнуты без ущерба для конечной нефтеотдачи.

Таким образом, для объекта, рассмотренного в качестве примера, оптимальный темп отбора от начальных геологических запасов оценивается в 2,5-3 % при фактически достигнутом 4,1 %. Данное соотношение подтверждает предположение о том, что на объекте имело место чрезмерное ускорение отборов на начальной стадии, послужившее основной причиной негативных тенденций в состоянии разработки. Притом, что согласно сводной зависимости, большой темп отбора обеспечивает большую же нефтеотдачу, производство КИН на стадии растущей добычи и максимального темпа отбора по данному объекту (0,399) лежит правее области экстремумов (0,2-0,35).

В то же время закономерность, которая прослеживается во взаимной зависимости КИН на стадии растущей добычи и оптимального темпа

отбора, можно интерпретировать и следующим образом. Чем более благоприятными являются геолого-физические условия пласта, тем больших уровней добычи (и темпов отбора) на нем можно достичь, не прибегая к технологическим решениям с негативными последствиями для нефтеотдачи. А чем выше уровни добычи (и меньше необходимости ускорения отборов), тем дольше может длиться их рост.

В свою очередь благоприятные геолого-физические условия способствуют и высоким показателям нефтеотдачи. Полученная же зависимость для КИН (рис. 4), как и распределение оптимальных темпов отбора (табл. 1), геолого-физические условия не учитывает и основывается только на технологических показателях, независимо от характеристик самих пластов, на которых они были достигнуты.

Для устранения данного недочета необходим отдельный анализ геолого-физических и технологических факторов, влияющих на нефтеотдачу. С этой целью в рамках данного исследования оценено влияние на КИН и темп отбора коэффициента вытеснения, который рассматривался как комплексная нормиро-

ванная характеристика геолого-физических условий.

В пользу данного подхода свидетельствует тот факт, что на месторождениях ХМАО высокие коэффициенты вытеснения характерны для однородных и высокопроницаемых неоконских отложений. Напротив, на низкопроницаемых и прерывистых пластах ачимовской толщи, юрских отложений и пластах меловых отложений типа «рябчик» коэффициент вытеснения оценивается на низком уровне. Кроме того, невысокие значения данной величины отмечаются и на пластах покурской свиты – высокопроницаемых, но содержащих высоковязкую нефть.

Иными словами, прослеживается положительная корреляция между коэффициентом вытеснения, с одной стороны, и соотношением проницаемости пласта и вязкости нефти – с другой. Результаты исследования керна, указывающие на эту корреляцию, приведены на рисунке 6. Причем, согласно закону Дарси, именно соотношение проницаемости и вязкости определяет скорость фильтрации (а значит, текущие отборы нефти). Кроме того, именно вязкость нефти и проницаемость пласта служат критериями отнесения запасов к трудноизвлекаемым.

Наконец, наиболее сложными для разработки считаются отложения баженовской свиты, к которым такое понятие как коэффициент вытеснения вообще неприменимо. Вытеснение нефти водой из пород баженовской свиты невозможно по причине ее гидрофобизации.

Возвращаясь к предмету исследования и сопоставляя коэффициенты вытеснения объектов рассматриваемой выборки с максимальными за историю темпами отбора от начальных геологических запасов, необходимо отметить слабую, но положительную корреляцию (рис. 7).

Гораздо в большей степени зависимость между этими двумя величинами проявляется по результатам поинтервального статистического анализа: чем

Таблица 1

Оптимальный темп отбора от начальных геологических запасов при различных значениях КИН на стадии растущей добычи

КИН на стадии растущей добычи, доли ед.	Оптимальный темп отбора от НГЗ, %
<0,05	2 %
от 0,05 до 0,15	2,5-3 %
от 0,15 до 0,2	3,5-4,5 %
> 0,2	7 %

выше коэффициент вытеснения, тем больших значений могут достигать характерные показатели максимального темпа отбора (рис. 8).

На объекте, рассмотренном в качестве примера, коэффициент вытеснения составляет 0,466 д. ед., что соответствует темпу отбора от НГЗ чуть выше 2 %. Фактически достигнут почти вдвое больший темп, что свидетельствует о сильном влиянии на отборы геолого-технологических мероприятий.

Говоря о зависимости от темпа отбора для коэффициента охвата (аналогично КИН), необходимо отметить её еще большую неодно-

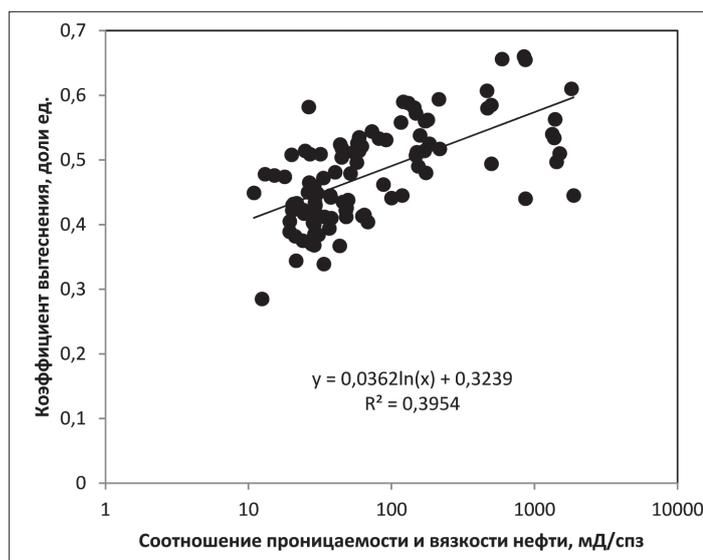


Рис. 6. Пример положительной корреляции между коэффициентом вытеснения нефти водой и соотношением проницаемости и вязкости нефти

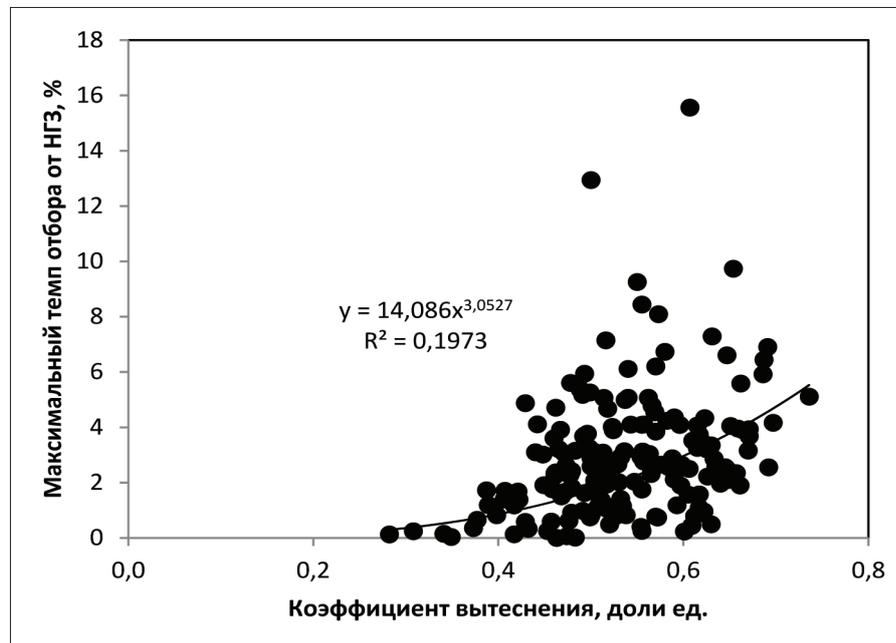


Рис. 7. Оценка корреляции между коэффициентом вытеснения и максимальным темпом отбора от НГЗ

значность (рис. 9). Для описания потребовались две аппроксимационные зависимости – степенная и полиномиальная. Причем последняя допускает снижение охвата при темпах отбора от НГЗ – больше 3-4 %, т.е. как по объекту, выбранному в качестве примера.

Большей достоверностью аппроксимации и монотонностью характеризуется зависимость от коэффициента охвата, достигнутого на стадии растущей добычи (рис. 10). В то же время достоверность аппроксимации несколько ниже, чем у аналогичной зависимости для КИН (рис. 3).

При оценке сводной зависимости (от произведения темпа отбора и коэффициента охвата на стадии растущей добычи) прослеживается неоднозначность. Соответственно, как и в случае с зависимостью от темпа отбора (рис. 9), для аппроксимации потребовались два математических выражения (рис. 11). При этом с одной стороны корреляция в данном случае строго положительная, с другой – присутствует область высоких значений (выделено зеленым), существенно отклоняющаяся от обоих вариантов аппроксимации.

На объекте, рассмотренном в качестве примера, за период роста нефтедобычи достигнут охват в 0,208 д. ед. Его произведение с максимальным темпом отбора от НГЗ составляет 0,853. Согласно логарифмической зависимости, охват при достижении обводненности не менее 97 % оценивается в 0,604 д. ед., согласно степенной – в 0,608 д. ед., что соответствует значениям КИН в 0,282-0,283 д. ед.

Приведенные цифры ниже, чем оценка по сводной зависимости для КИН (0,307 д. ед.) и заметно уступает коэффициенту извлечения нефти, принятому при проектировании (0,355 д. ед.).

Наличие области высоких значений, нарушающих аппроксимацию (рис. 11), даже при отдельном анализе коэффициентов охвата и вытеснения указывает на то, что оптимальные темпы отбора лишь в небольшой степени зависят от коэффициента вытеснения (а, следовательно, от геолого-физических условий). В большей степени на них влияют показатели выработки запасов за период роста добычи. Очевидно также, что в зависимости от этих показателей оптимальный темп может сильно

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

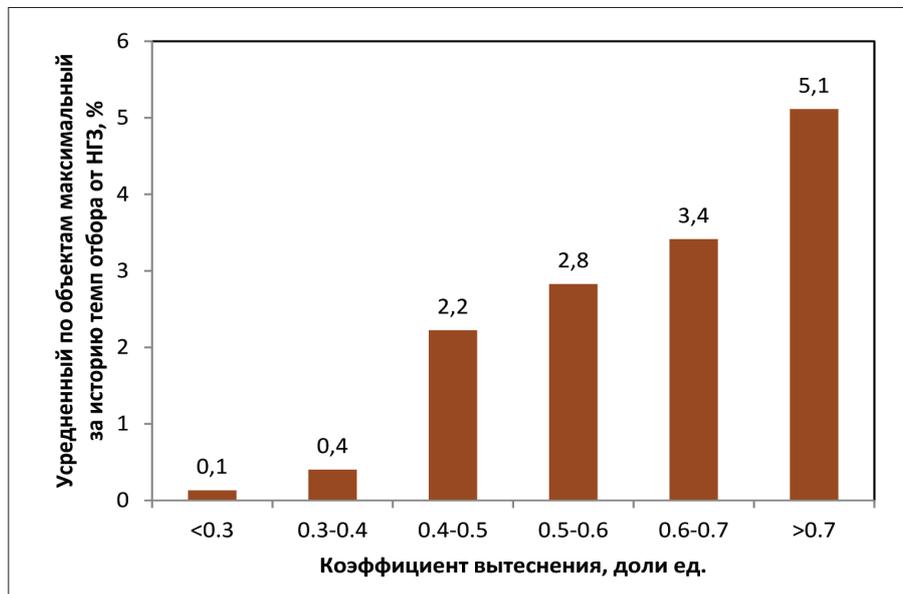


Рис. 8. Распределение усредненных по объектам значений максимального темпа отбора от НГЗ по интервалам коэффициента вытеснения

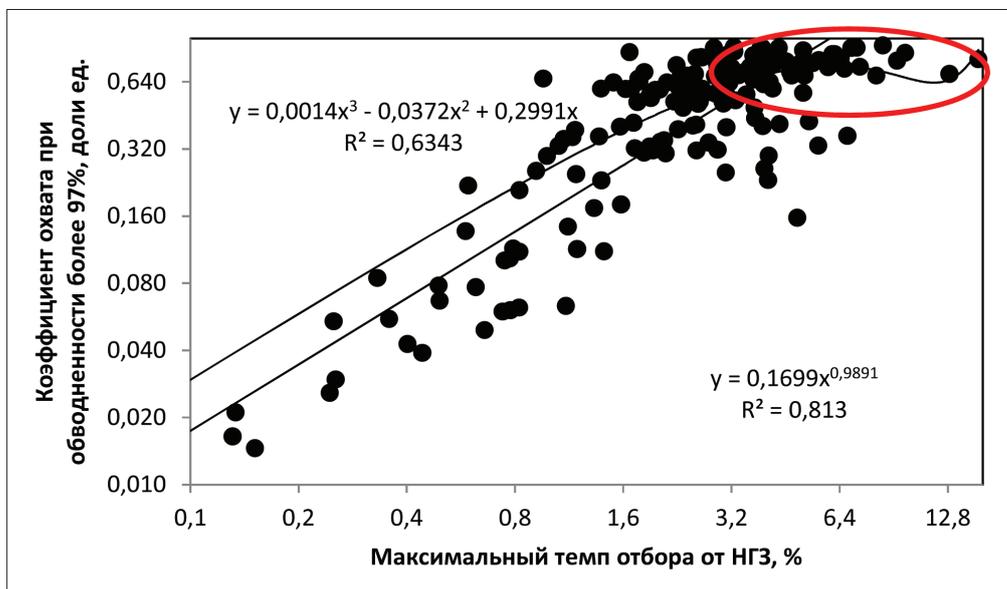


Рис. 9. Оценка зависимости коэффициента охвата от максимального темпа отбора

отличаться от характерных значений, соответствующих коэффициенту вытеснения (рис. 8).

Оценка оптимального темпа отбора в зависимости от коэффициента охвата на стадии растущей добычи (рис. 12) выполнена анало-

гично оценке в зависимости от КИН. При этом закономерность, согласно которой чем выше достигнутый за период роста добычи охват, тем больше оптимальный темп отбора (табл. 2), нарушается при охвате более 0,4 д. ед. По-

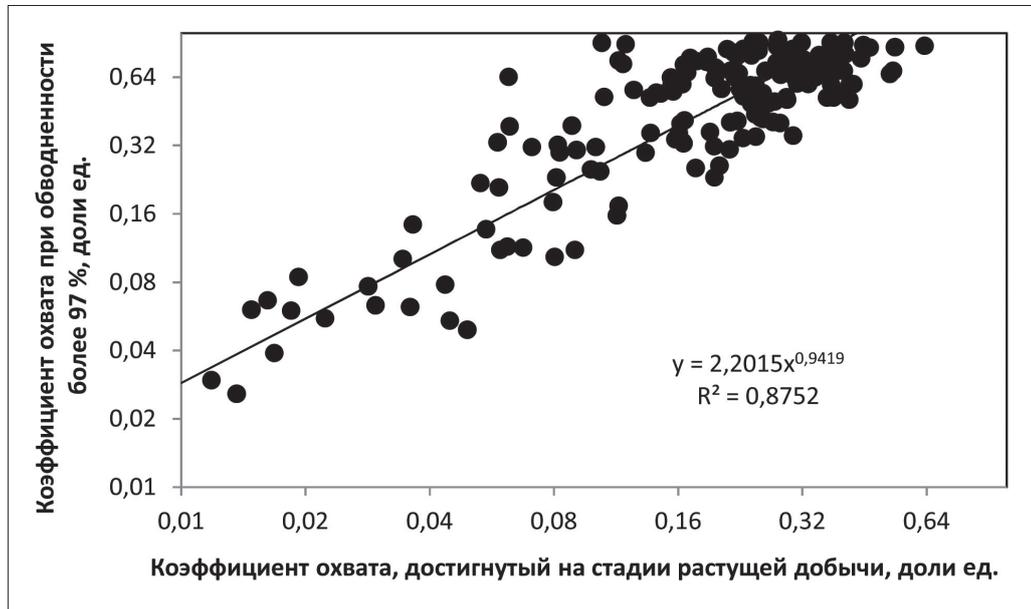


Рис. 10. Оценка зависимости охвата от коэффициента охвата, достигнутого на стадии растущей добычи

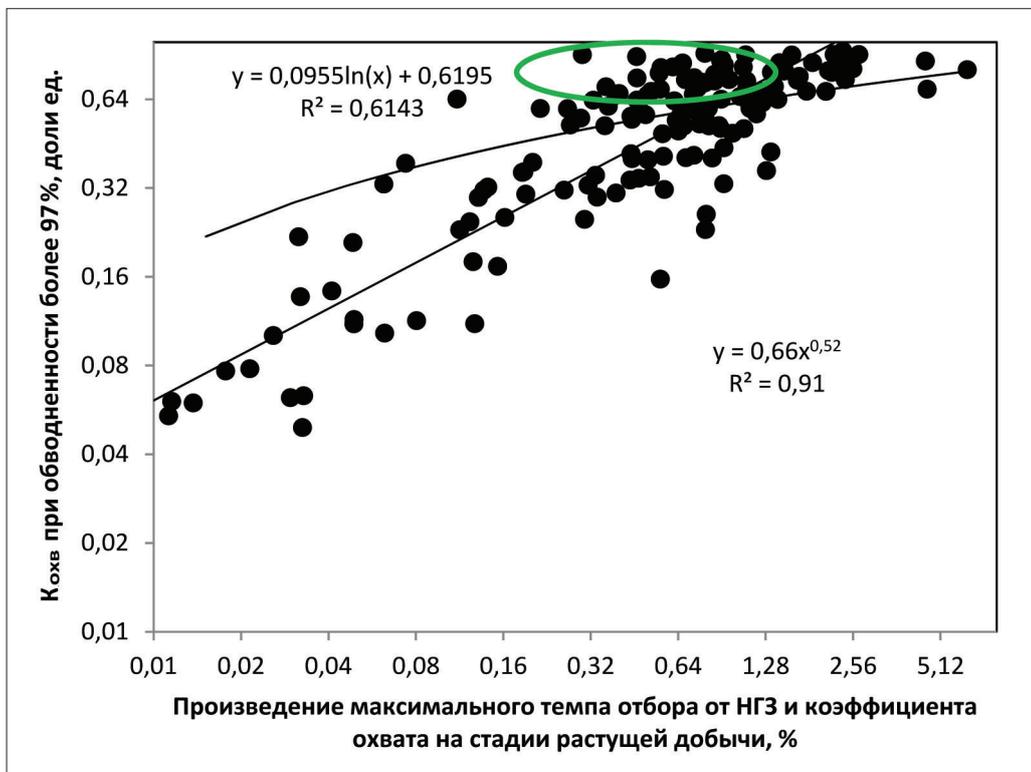


Рис. 11. Оценка сводной зависимости для коэффициента охвата

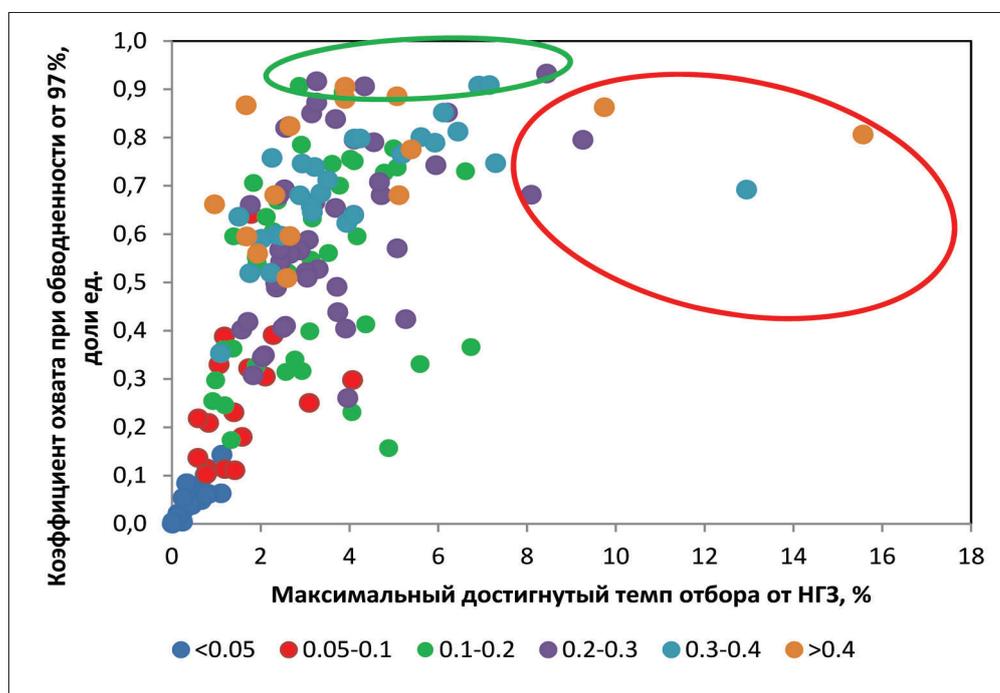


Рис. 12. Оценка оптимальных темпов отбора в зависимости от коэффициента охвата за период роста добычи

видимому, в данном случае высокий охват за период роста был достигнут благодаря тому, что сам рост был растянут во времени. В свою очередь, обеспечить длительный рост оказалось возможным именно благодаря выработке с небольшим темпом отбора.

Для объекта, рассмотренного в качестве примера, максимальный темп отбора (4,1 %) близок к оптимальному, согласно таблице 2 (3,5-4,5 %). Однако, важно отметить, что величина коэффициента охвата, достигнутого на стадии растущей добычи, близка к нижней границе интервала. Соответственно, более корректной представляется оценка оптимального темпа в 3-3,5 %, т.е. с учетом значений для охвата от 0,1 до 0,2 д. ед.

Как уже говорилось, в зависимости от КИН, оптимальный темп для данного объекта оценивается в 2,5-3 % при характерном значении для коэффициента вытеснения – 2,2 %.

Исходя из вышесказанного, фактически достигнутый темп отбора от НГЗ по объекту-примеру (4,1 %) в значительной степени обеспечен интенсификацией, а не благоприятны-

ми геолого-физическими условиями. Причем интенсификация оказалась чрезмерной, что в свою очередь может сказаться на конечной нефтеотдаче (оценка – от 0,282 до 0,307 д. ед., не позволяя достичь ее утвержденный уровень (0,355 д. ед.).

Разработанные в рамках настоящего исследования методологические подходы по-

Таблица 2

Оптимальный темп отбора от начальных геологических запасов при различных значениях коэффициента охвата на стадии растущей добычи

Коэффициент охвата на стадии растущей добычи, доли ед.	Оптимальный темп отбора от НГЗ, %
<0.1	1.7 %
от 0.1 до 0.2	3 %
от 0.2 до 0.3	3.5-4.5 %
от 0.3 до 0.4	7 %
>0.4	4 %

звоняют не только оценивать возможность достижения показателей нефтеотдачи, принятых при проектировании. С учетом оценок оптимальных и характерных темпов отбора от НГЗ, на основании их сравнения с фактически достигнутыми показателями могут быть обоснованы рекомендации по улучшению состояния разработки.

Так, если чрезмерно высокий (выше оптимального) темп отбора вызвал преждевременное обводнение при низком КИН, способами решения такой проблемы являются:

- применение потокоотклоняющих технологий на основе физико-химического воздействия;

- перераспределение фильтрационных потоков за счет перевода обводнившихся скважин под нагнетание, бурения боковых стволов;

- дополнительное (уплотняющее) эксплуатационное бурение.

Если темп отбора отстает от оптимального, но превышает характерное значение для коэффициента вытеснения, то необходимо увеличение объемов ГТМ, направленных прежде всего на интенсификацию отборов.

Наконец, если темп отбора ниже характерных значений, которые могут быть обеспечены при соответствующих геолого-физических условиях, эксплуатационный объект недостаточно вовлечен в разработку, т.е. разбуривание не завершено, не сформирована система поддержания пластового давления, а мероприятия по повышению продуктивности не проводятся. Наиболее эффективными решениями здесь представляются бурение скважин (в т.ч. сложного профиля), а также увеличение нагнетательного фонда.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Мартос, В.Н.* Влияние геологических и технических факторов на коэффициент нефтеотдачи / В.Н. Мартос, А.И. Куренков, В.С. Ключарев, К.И. Коваленко // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 1-4.

2. *Хисамов, Р.С.* Об эффективности форсированного отбора жидкости на поздней стадии разработки / Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин, Н.Р. Нуртдинов // Нефтяная провинция. – 2016. – № 3. – С. 37-59.

3. *Медведский, Р.И.* Ручейковая теория вытеснения нефти водой. / Р.И. Медведский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 69.

4. *Медведский, Р.И.* Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов, К.В. Коровин // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – Тюмень. – 2005. – № 15. – С. 49-53.

5. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены Приказом МПР РФ от 20.09.2019. – № 639.

6. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Москва, 2002.

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ЗА СЧЕТ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

*Т.Н. Печёрин, Н.В. Мухарлямова
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)*

Будучи направленным вдоль плоскости напластования, горизонтальный ствол повышает связность коллекторов. По этой причине уклонение профиля уже пробуренной скважины путем зарезки из нее второго (чаще всего горизонтального) ствола является эффективным средством для вовлечения в процессы дренирования так называемых застойных зон, образующихся по причине неравномерности вытеснения нефти водой.

Кроме того, на основании теоретических расчетов (в частности, по формуле, предложенной Р.И. Медведским и А.Н. Левановым [1], пример представлен на рисунке 1), равно как и опыта эксплуатации, продуктивность горизонтальных скважин оценивается на кратно большем уровне по сравнению со скважинами обычного профиля. Данное обстоятельство позволило ряду специалистов [2, 3, 4, 5] при оценке коэффициента охвата и плотности эксплуатационной сетки рассматривать горизонтальную скважину как эквивалент двух-трех скважин обычного профиля. Например, сетка из двух горизонтальных и одной наклонно-направленной скважин считалась более плотной, чем сетка из пяти скважин обычного профиля – что давало основание рассчитывать на более высокую нефтеотдачу.

Вместе с тем указанные преимущества имеют обратную сторону, способную негативно сказаться на эффективности горизонтального бурения.

Так, обеспечивая большой охват по площади, в условиях расчлененного пласта горизонтальный участок вскрывает только отдельные пропластки, что не позволяет обеспечить

полноту выработки разреза. Соответственно, объем запасов, дренируемых такой скважиной, может оказаться даже ниже, чем аналогичный показатель скважины обычного профиля в соответствующих условиях. Как следствие, более высокий дебит горизонтальной скважины быстрее снижается, что уменьшает рентабельный срок эксплуатации.

Кроме того, при высокой расчлененности даже дебит может оказаться ниже, чем у наклонно-направленной скважины – что, в частности, демонстрирует пример на рисунке 1. Данное обстоятельство вкупе с меньшими дренируемыми запасами на фоне большей стоимости бурения горизонтальных скважин делает его неэффективным.

Известны два основных способа обеспечения максимального охвата расчлененного пласта при бурении горизонтальных скважин.

Первый способ заключается в усложнении траектории ствола (пример показан на рисунке 2) при максимизации его длины и перфорированной поверхности, контактирующей с пластом. При этом горизонтальным участком вскрывался наиболее мощный из пропластков, тогда как на вышележащих пропластках профиль скважины близок к наклонно-направленному. Тем самым сочетаются преимущества обоих профилей.

Второй способ основан на проведении в горизонтальной скважине так называемого многозонного гидроразрыва пласта [6]. Гидродинамическая связь между вскрытым и невскрытыми пропластками обеспечиваются трещинами МГРП, ориентированными по нормали к плоскости напластования (рис. 3).

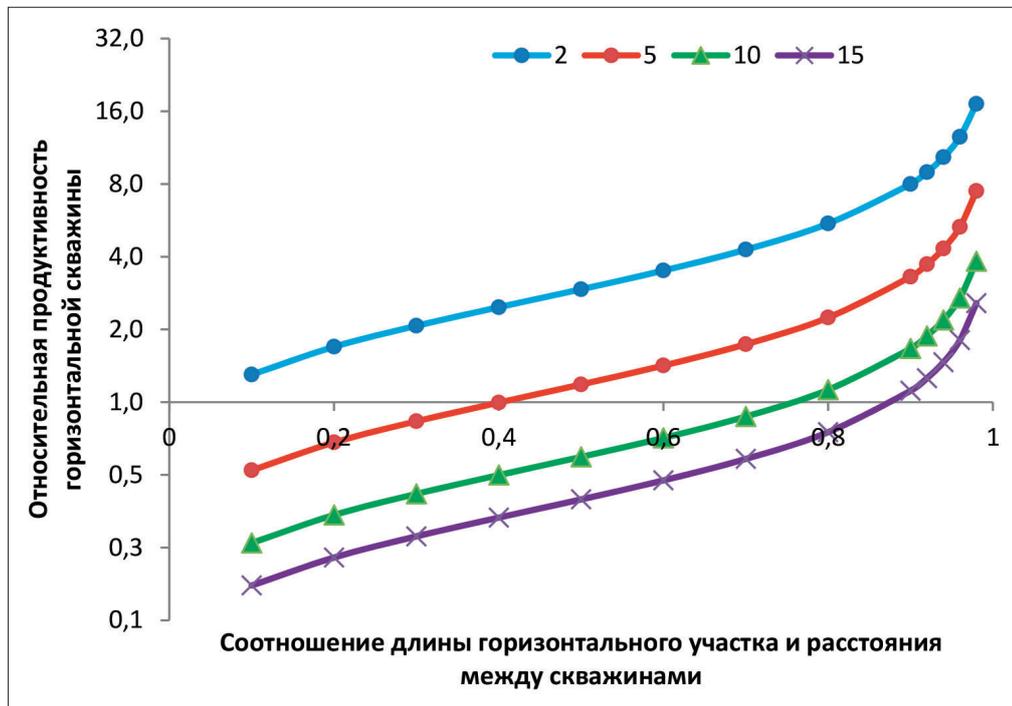


Рис. 1. Пример расчета относительной продуктивности горизонтальной скважины в зависимости от расчлененности пласта и соотношения длины горизонтального участка, и расстояния между скважинами

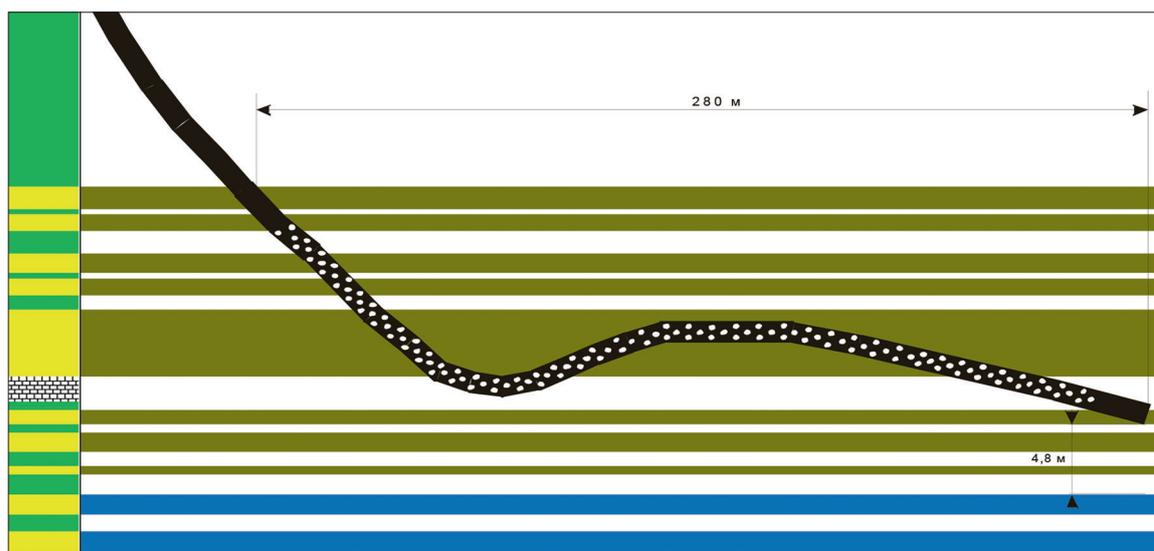


Рис. 2. Пример эффективного вскрытия горизонтальным стволом расчлененного пласта

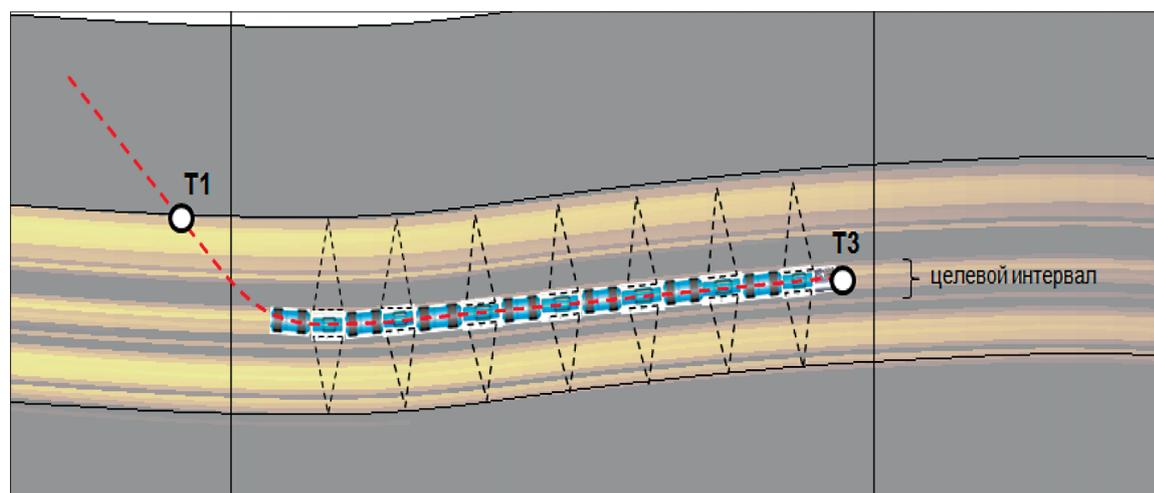


Рис. 3. Схема многозонного гидроразрыва пласта с охватом трещинами всего продуктивного интервала

Значительная протяженность трещин (порядка десятков метров) способна обеспечить охват всего продуктивного разреза, как показано на рисунке.

При этом важно отметить, что усложнение траектории горизонтального участка не может быть эффективным без максимально достоверных сведений о строении пласта и его коллекторских свойствах. Обеспечить же выполнение данного условия на начальной стадии разработки (на которую и приходится основной объем бурения) возможно далеко не всегда.

Не гарантирована высокая эффективность и при интенсификации методом МГРП. Как отмечается в докладе [7], при нестабильном энергетическом состоянии эффект оказывается неустойчивым, а повышенный дебит быстро снижается. Притом, что доклад [7] посвящен проблемам добычи сланцевой нефти (осуществляемой без поддержания пластового давления), нестабильность энергетического состояния может иметь место и на обычных пластах — главным образом опять-таки на начальной стадии, когда система заводнения не сформирована.

В качестве еще одного фактора, негативно сказывающегося на устойчивости эффекта МГРП, авторы доклада [7] отмечают высокое содержание глины в нефтесодержащей породе, отчего последняя становится пластичной.

Крайне нежелательным является также проведение многозонного гидроразрыва при наличии подстилающей воды, способной прорваться по трещинам. Данное обстоятельство исключает возможность горизонтального бурения на триасовых отложениях, для которых характерно сочетание высокой расчлененности и массивных, подстилаемых водой, залежей.

Наконец, вне зависимости от способа обеспечения максимального охвата разреза при бурении горизонтальных скважин, открытым остается вопрос влияния этих скважин на показатели нефтеотдачи — в т.ч. в количественном выражении.

Для ответа на данный вопрос был выполнен сравнительный анализ эффективности выработки запасов и добычного потенциала по эксплуатационным объектам месторождений ХМАО, удовлетворяющим двум критериям. Во-первых, значительная часть эксплуатационного бурения на этих объектах должна приходиться на горизонтальные скважины. Во-вторых, объекты должны иметь и существенный опыт разработки без горизонтального бурения.

Всего на месторождениях ХМАО указанным критериям удовлетворяют 10 объектов, включая один, приуроченный к сеноманскому НГК (викуловская свита), 5 — к неокомскому,

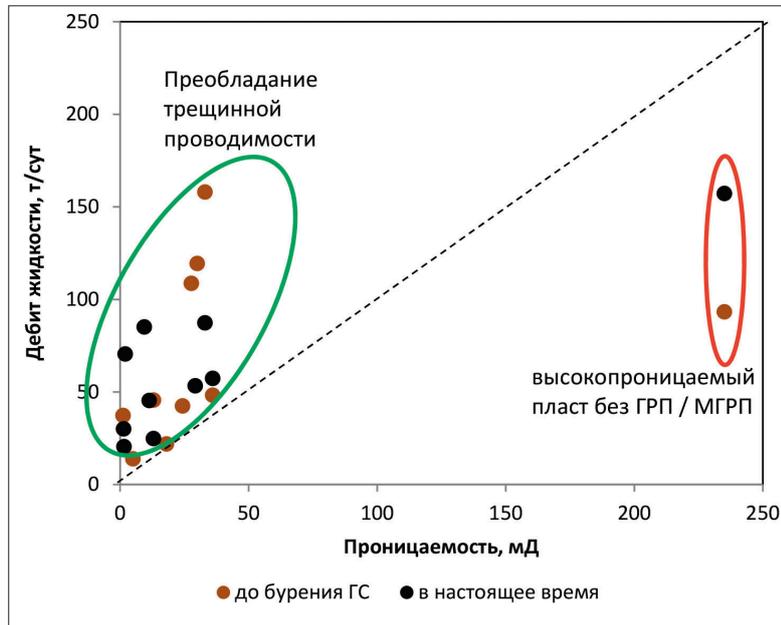


Рис. 4. Соотношение дебитов по жидкости и проницаемости по объектам исследуемой выборки

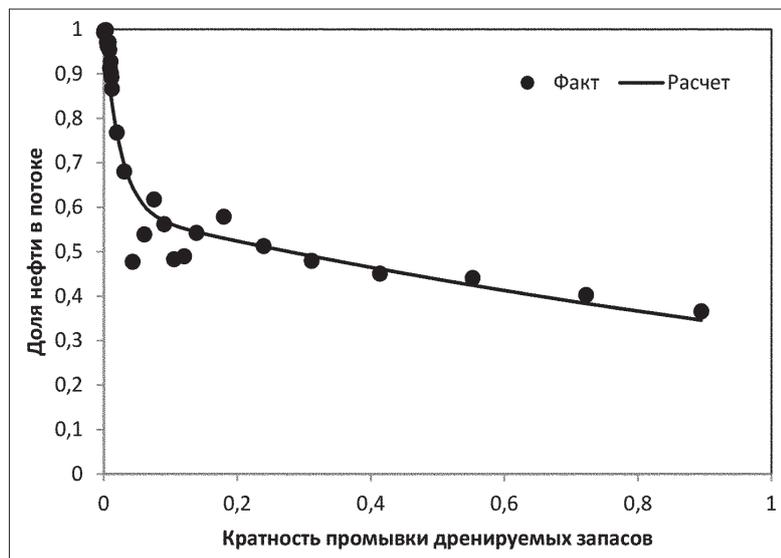


Рис. 5. Пример аппроксимации характеристик и обводнения с помощью зависимости «АЛГОМЕС-2»

два к верхнеюрскому и еще два – к среднеюрскому комплексу. На эти объекты приходится около 30 % всего объема горизонтального бурения по округу, т.е. несколько сотен скважин в год.

личии высокопроницаемых разностей малого объема. Нефть из таких разностей (пропластков или каналов естественной и техногенной трещиноватости) вытесняется водой в первую очередь, что превращает их в источник об-

Анализ выполнен с помощью нелинейной аппроксимационной зависимости «АЛГОМЕС-2», предложенной Р.И. Медведским [8] для описания выработки запасов в условиях повышенной фильтрационной неоднородности и значительного вклада в проводимость трещинной составляющей. По большинству рассмотренных объектов трещинная составляющая проводимости является преобладающей, на что, согласно работе [9], указывает кратное превышение дебитов жидкости (выраженных в т/сут) значений проницаемости (выраженных в мД) (рис. 4). Происхождение трещинной проводимости, по всей видимости, является искусственным и вызвано массовым применением гидроразрыва пласта (в т.ч. МГРП). Единственный объект выборки, на котором данный метод не применялся, одновременно характеризуется наиболее высокой проницаемостью.

Пример аппроксимации показателей разработки с помощью зависимости Р.И. Медведского («АЛГОМЕС-2») приведен на рисунках 5 и 6.

Приведенный пример свидетельствует о пригодности выбранной зависимости – в т.ч. на стадии растущей добычи, когда традиционный метод характеристик вытеснения оказывается малоэффективным, а результаты по разным методикам могут различатьсякратно.

Пример кривой обводнения на рисунке 5 свидетельствует о на-

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

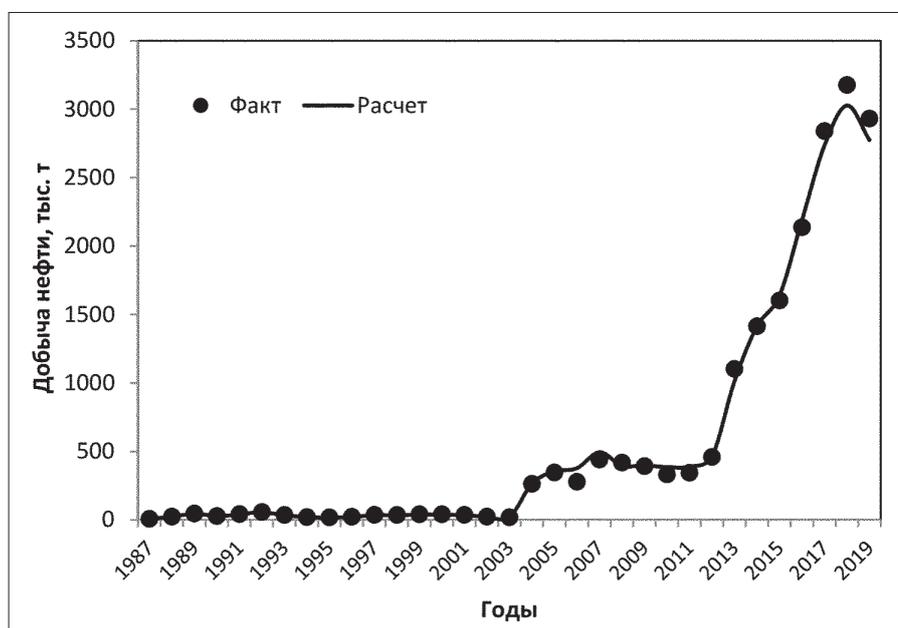


Рис. 6. Пример аппроксимации динамики добычи нефти с помощью зависимости «АЛГОМЕС-2»

воднения и ведет к быстрому снижению доли нефти в потоке. Дальнейшая разработка сопровождается циркуляцией через промытые высокопроницаемые разности нагнетаемой воды между нагнетательными и добывающими скважинами. Обводненность при этом держится на относительно стабильном уровне, соответствующем вкладу высокопроницаемых разностей в общую проводимость, тогда как обводнение и выработка основной части объема происходит гораздо медленнее.

Таким образом, еще одним преимуществом зависимости [8] является возможность диагностирования по показателям разработки наличия в пласте высокопроницаемых разностей и, соответственно, коллекторов с ухудшенными фильтрационными характеристиками, их вклада в проводимость и дренируемый объем.

Потенциально-извлекаемые запасы на дату, предшествовавшую применению горизонтального бурения, и на текущую дату оценивались по результатам нелинейной аппроксимации показателей разработки зависимостью [8] с использованием метода главных модулей. Показатели нефтеотдачи (достижимый КИН, коэффициенты вытеснения и охвата) рассчитывались

относительно величины разбуренных запасов на соответствующую дату и исходя из принятых значений начальной нефтенасыщенности.

По результатам анализа установлено, что по 6 из 10 объектов выборки использование при разбуривании горизонтальных скважин действительно привело к росту охвата в пределах разбуренной зоны. Относительное увеличение составило от 1,1 до 1,6 раз (в т.ч. отдельно по участкам с ГС — от 1,2 раз по сравнению с участками, разбуренными в предшествующий период). В среднем увеличение охвата оценивается примерно в 1,29 раз (рис. 7).

Напротив, по четырем объектам отмечается снижение охвата — в т.ч. по трем участкам, разбуренным с горизонтальными скважинами, былкратно ниже охвата по ранее разбуренной части пласта.

Далее рассматриваются факторы, в одних случаях способствовавшие увеличению охвата при использовании горизонтального бурения, в других — приведшие к его снижению.

Геолого-физические условия. Однозначного влияния геолого-физических условий на эффективность горизонтального бурения в контексте повышения или снижения охвата

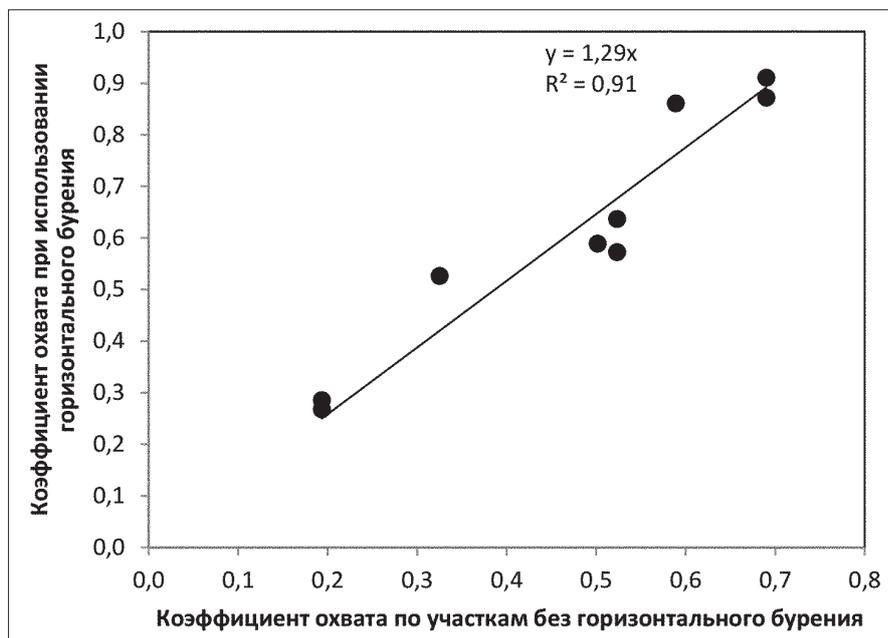


Рис. 7. Оценка относительного увеличения коэффициента охвата на участках, разбуренных с применением горизонтальных скважин по сравнению с ранее разбуренной зоной

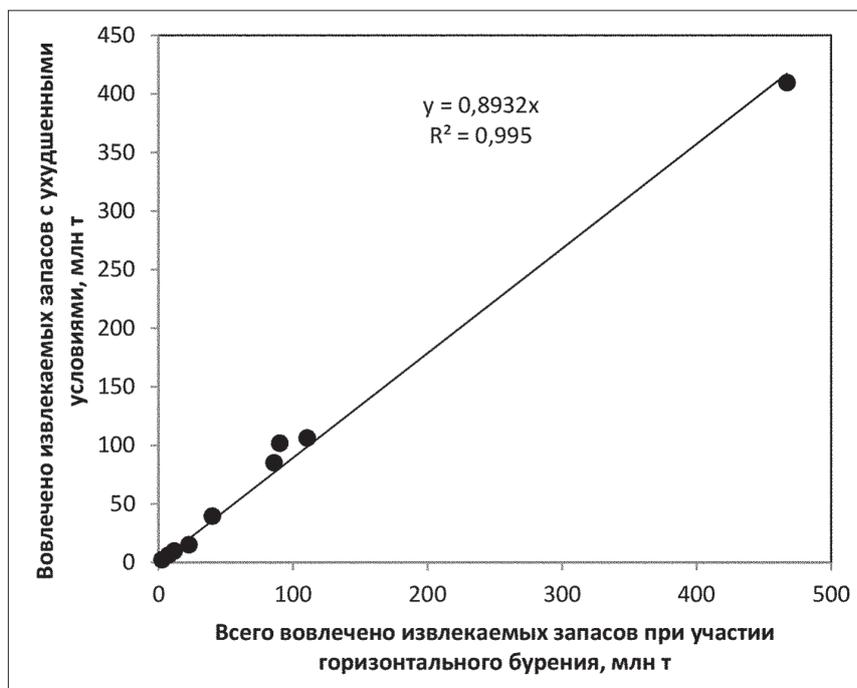


Рис. 8. Оценка доли запасов с ухудшенными фильтрационными характеристиками на участках, разбуриваемых с использованием горизонтальных скважин

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

не отмечено. Все объекты выборки являются сильно расчлененными пластами (расчлененность — от 4,5 и выше), в обоих случаях различаются по проницаемости на два порядка. Большинство объектов в обеих частях выборки относятся к II типу геологического строения согласно РД 153-39.0-110-01 [10], т.е. с высокой долей гидродинамически связанных коллекторов (ГСК).

Наконец, независимо от характера эффекта отмечается тенденция к вовлечению с помощью горизонтальных скважин запасов с ухудшенными фильтрационными характеристиками. Данная тенденция, с одной стороны, еще более обуславливает необходимость применения при анализе выработки запасов зависимости [8], а с другой — объясняется тем обстоятельством, что продуктивность горизонтальных скважин выше. Тогда как именно на участках с пониженной проницаемостью в наибольшей степени ощущается потребность в обеспечении максимальной продуктивности фонда.

Доля дренируемых запасов с ухудшенными фильтрационными характеристиками близка к 90 % от общего объема извлекаемых запасов, вовлекаемых разбуриванием с участием горизонтальных скважин (рис. 8).

В т.ч. на 3 из 6 объектах, где охват повысился, и на одном из четырех, где отмечается снижение, проницаемость участков, разбуриваемых с горизонтальными скважинами, кратно ниже, чем по ранее разбуренной области.

Сравнивая участки с ГС и без ГС по нефтенасыщенным толщинам, следует отметить, что на объектах, где прослеживается увеличение охвата, горизонтальными скважинами чаще разбуриваются участки с большими толщинами, тогда как на других объектах — с меньшими или близкими к средним. При условии применения МГРП (позволяющем обеспечить охват в т.ч. нескрытых горизонтальным участком пропластков) предпочтительность горизонтального бурения именно на наиболее мощных участках связана с возможностью вовлечь больше запасов на единицу фонда. При этом, однако, согласно работе [11], общая толщина разреза не должна превышать 100 метров. Для сравнения,

максимальная общая толщина при разбуривании горизонтальными скважинами с МГРП по объектам, где отмечено увеличение охвата, оценивается в 94 м, т.е. данное условие выполняется. По другой части выборки максимальная общая толщина несколько выше — 125 м.

Эксплуатационная сетка. Сравнительный анализ объектов выборки показал, что на тех из них, где по участкам с горизонтальными скважинами прогнозируется пониженный охват, эти участки разбуривались по более редкой сетке, чем ранее разбуренная область. Иначе говоря, переход к горизонтальному бурению на этих объектах сопровождался разрежением сетки скважин. Делалось это, по всей видимости, исходя из упомянутого в начале статьи допущения, приравнивавшего одну горизонтальную скважину к двум-трем наклонно-направленным.

Напротив, на объектах, где бурение горизонтальных скважин способствовало увеличению коэффициента охвата, его применение сочеталось с реальным уплотнением сетки, т.е. увеличением количества скважин на единицу разбуриваемой площади.

Таким образом, прослеживается однозначная зависимость между изменением коэффициента охвата с одной стороны и уплотнением или разрежением эксплуатационной сетки — с другой. Влияние сетки скважин на нефтеотдачу отмечают многие специалисты, в частности В.Д. Лысенко [12], С.Н. Закиров [13], В.И. Мартос [14].

По исследуемой выборке установлена логарифмическая зависимость между относительным увеличением коэффициента охвата и относительным изменением удельной площади нефтеносности (рис. 9). При этом значения обоих параметров брались как отдельно по участкам, разбуриваемым с ГС, так и в среднем по разбуренной области и сравнивались с соответствующими значениями по той части пласта, которая разбуривалась без горизонтальных скважин.

С учетом полученной зависимости, вернемся к приведенному в начале статьи примеру сравнения сеток скважин. При разбуривании участка двумя горизонтальными и одной

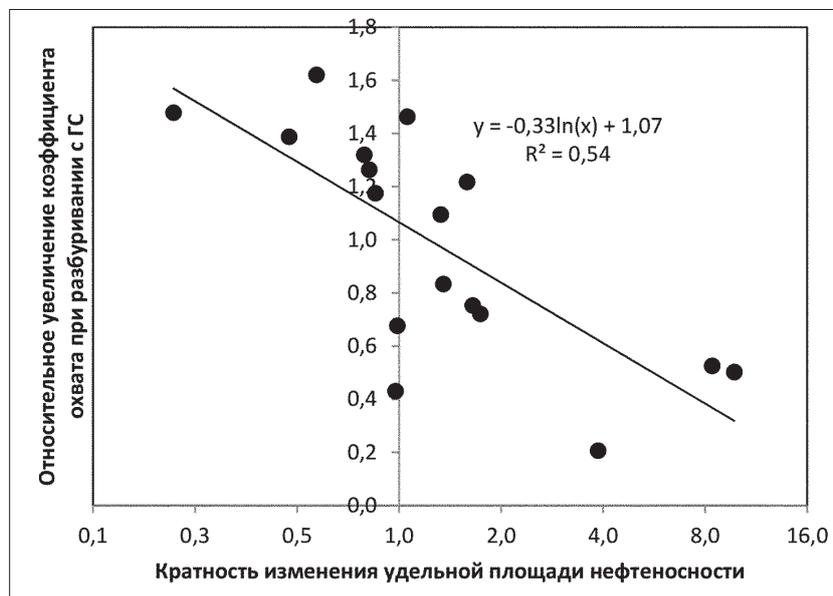


Рис. 9. Оценка зависимости между изменением коэффициента охвата при разбуривании горизонтальными скважинами и изменением удельной площади нефтеносности на единицу эксплуатационного фонда

наклонно-направленной скважинами вместо пяти скважин обычного профиля, на единицу площади нефтеносности будет приходиться на 40 % меньше скважин, что равносильно увеличению удельной площади нефтеносности в 1,67 раз. Согласно зависимости, приведенной на рисунке 9, при таком варианте разбуривания коэффициент охвата составит 0.9 от величины, которая может быть получена при бурении пяти скважин обычного профиля. Причем указанного снижения охвата следует ожидать даже несмотря на применение многозонного гидроразрыва, поскольку данный метод применяется на 9 из 10 объектов выборки.

Система заводнения. Разработав теоретические основы и математический аппарат для описания выработки запасов в условиях трещиноватости или повышенной фильтрационной неоднородности, Р.И. Медведский также указал ключевой фактор, способный усугубить негативное влияние этих условий на эффективность вытеснения нефти [15]. Таким фактором выступает чрезмерно интенсивное нагнетание воды под высокими давлениями. В тех случаях, когда давление на забое нагнетательных сква-

жин превышает давление гидроразрыва, нагнетаемая вода вместо своего основного назначения (вытеснения нефти) начинает разрушать природную структуру пласта, создавая дополнительную трещиноватость. Конечным результатом становится развитие в пласте каналов так называемой «техногенной трещиноватости» и прорыв по ним нагнетаемой воды к добывающим скважинам, что делает бессмысленным заводнение и сопровождается ростом обводненности и, соответственно, эксплуатационными затратами.

Очевидно, что потребность в установлении высоких давлений нагнетания вызвана интенсивными отборами и одновременно с этим — не-

достатком нагнетательных скважин. Стремясь обеспечить максимальные уровни добычи, недропользователь эксплуатирует подавляющее большинство скважин в качестве добывающих, переводя под нагнетание лишь наименее продуктивные. Данный подход не только не обеспечивает равномерность вытеснения нефти водой, но и приводит к тому, что на одну нагнетательную скважину приходится несколько (в отдельных случаях — до десяти) добывающих. Компенсация отборов из всех этих скважин требует обеспечения максимально возможной приемистости, что в свою очередь достигается как раз повышением давления нагнетания.

Напротив, перевод скважин, прежде участвовавших в добыче, под нагнетание, с одной стороны, ведет к перераспределению фильтрационных потоков (что способствует вытеснению нефти из ранее не охваченных зон), с другой — позволяет обеспечить компенсацию отборов при меньших приемистостях и давлениях нагнетания. Все перечисленное положительно сказывается на эффективности выработки запасов, и, соответственно, на конечной нефтеотдаче.

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Данный тезис подтверждается опытом разработки объектов исследуемой выборки. Повышение коэффициента охвата отмечается только в тех случаях, когда переход к регулярному горизонтальному бурению сопровождался уменьшением количества добывающих скважин на одну нагнетательную.

Количественные характеристики полученной зависимости и ее математическая формулировка приведены на рисунке 10. Из общей тенденции выбивается единственный объект выборки, на котором не применяется многозонный гидроразрыв (соответствующие точки обозначены красным). Данное обстоятельство указывает на применение МГРП как на обязательное условие повышения нефтеотдачи с помощью горизонтального бурения.

Допустим, в вышеупомянутом примере из пяти скважин одна является нагнетательной, а остальные добывающие; альтернативой же являются две добывающие горизонтальные скважины и одна нагнетательная обычного профиля. При реализации такой альтернативы соотношение добывающих скважин на одну нагнетательную снижается с 4 до 2 (в 2 раза), что согласно зависимости, приведенной на рисунке 10, обеспечит увеличение охвата в 1,3 раза. Если же из пяти скважин под нагнетание отводились две, соотношение, напротив, возрастет с 1,5 до 2 (на треть), что равносильно охвату на уровне 0,8 от исходного.

Говоря о конкретных системах заводнения, стоит отметить, что оптимальным при горизонтальном бурении является размещение скважин по рядным системам: однорядной (соотношение добывающих и нагнетательных скважин около единицы) или трехрядной (2 добывающих скважины на 1 нагнетательную). По сравнению с близкой по форме девятиточечной системой скважин обычного профиля (3 добывающих скважины на 1 нагнетатель-

ную) трехрядная система с горизонтальными скважинами способна обеспечить в 1,2 раза больший коэффициент охвата, согласно зависимости на рисунке 10, а однорядная система, соответственно, в 1,4 раза больше.

Из-за больших размеров залежей и длительных сроков разработки (в ходе которых проектные решения неоднократно пересматривались), системы заводнения в рамках каждого из объектов выборки могут различаться по участкам, разбуриваемым в разные годы. Вместе с тем отмечается общая тенденция: на объектах, где горизонтальное бурение способствовало повышению охвата, соотношение добывающих скважин на 1 нагнетательную составляет от 0,9 до 2,9, в большинстве случаев не превышая 2, что близко к рядным системам. Напротив, по двум из четырех объектов, на которых бурение горизонтальных скважин сопровождалось обратным эффектом, на участках с горизонтальными скважинами на 1 нагнетательную скважину приходится свыше 3 добывающих.

Наконец, настоящее исследование позволило установить величину приемистости нагнетательных скважин, при которой возможно

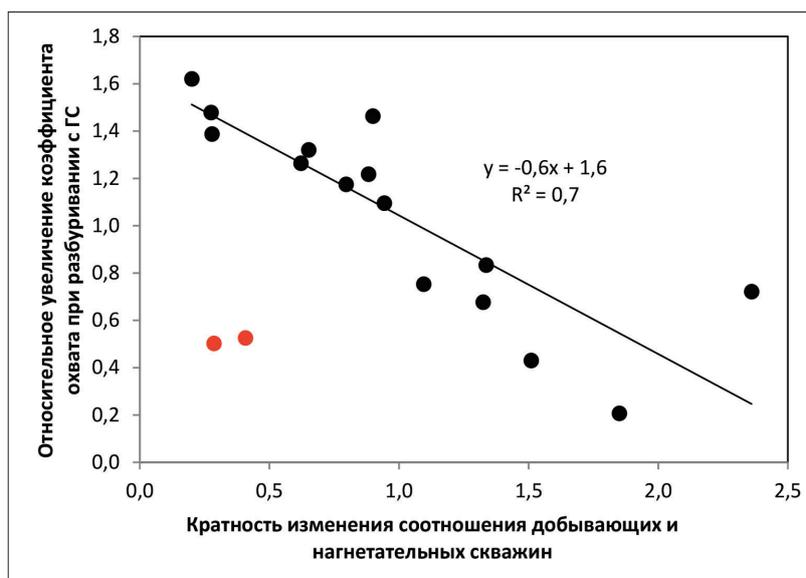


Рис. 10. Оценка зависимости между изменением коэффициента охвата при разбуривании горизонтальными скважинами и изменением соотношения добывающих и нагнетательных скважин в системе заводнения

увеличение охвата с помощью горизонтального бурения. Согласно соотношению, приведенному на рисунке 11, приемистость не должна превышать 150–200 м³/сут. Наибольшие же приросты охвата достигнуты с приемистостью менее 100 м³/сут.

Таким образом, поскольку нефтеотдача продуктивного пласта зависит от множества факторов, для ее увеличения недостаточно одного решения, каковым является в т.ч. бурение горизонтальных скважин. Повышение охвата может быть достигнуто при реализации комплекса решений, когда горизонтальное бурение применяется при выполнении ряда условий. В качестве таковых, как уже говорилось, выступает подбор траектории горизонтального участка для максимального вскрытия разреза, применение многозонного гидроразрыва, разбуривание горизонтальными скважинами участков с повышенными толщинами, уплотнение эксплуатационной сетки, а также щадящее заводнение с приемистостью менее 150 м³/

сут и соотношением не более 2 добывающих скважин на 1 нагнетательную.

ЛИТЕРАТУРА

1. Леванов, А.Н. Эффективность применения горизонтальных скважин в пластах большой мощности на примере разработки Кошильского месторождения / А.Н. Леванов, Р.И. Медведский // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области: Материалы XII междунар. науч. практич. конф. г. Тюмень 21.09.2005. – Тюмень: Правительство Тюменской области, 2005. – С. 82–83.

2. Лысенко, В.Д. О плотности сетки горизонтальных и вертикальных скважин / В.Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 20–22.

3. Сарваров, А.Р. Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин / А.Р. Сарваров, И.В. Владимиров, О.С. Тюфякова, Т.Г. Казакова // Геология,

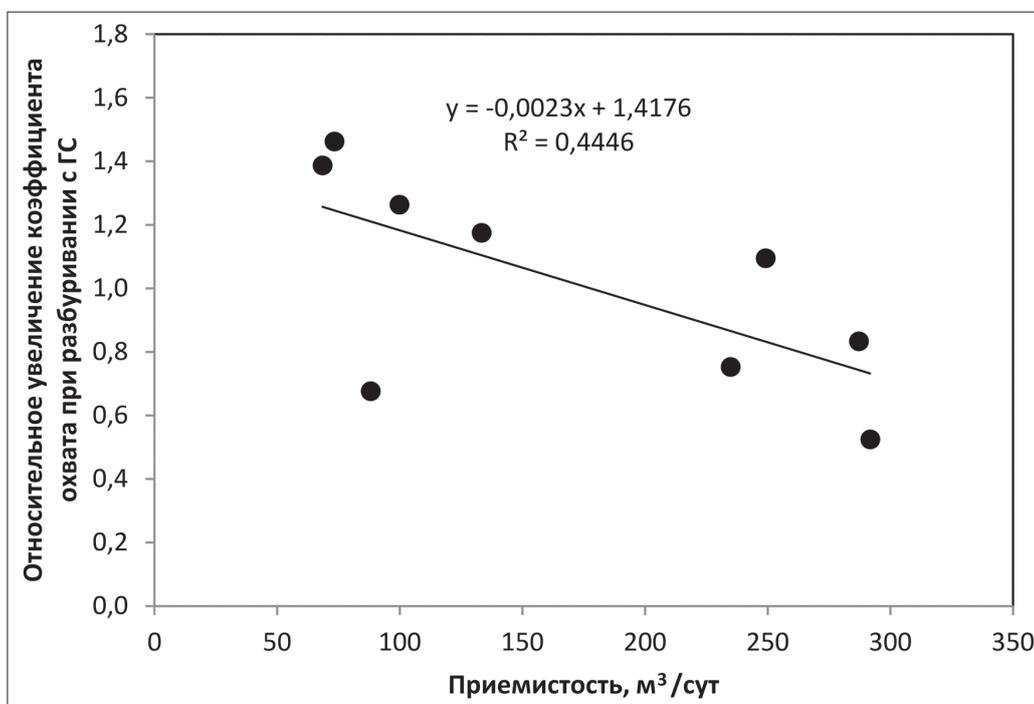


Рис. 11. Оценка зависимости между изменением коэффициента охвата при разбуривании горизонтальными скважинами и приемистостью нагнетательных скважин

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 12. – С. 61-63.

4. *Мулявин, С.Ф.* Обобщение коэффициента охвата на сетки скважин с горизонтальными стволами / С.Ф. Мулявин, А.В. Бяков, А.А. Телишев и др. // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Тюмень, ОАО «СибНИИ НП». – 2002. – С. 31-35.

5. *Мулявин, С.Ф.* Методика расчета коэффициента охвата для систем разработки с горизонтальными скважинами. / С.Ф. Мулявин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 5. – С. 27-30.

6. *Чертенков, М.В.* Опыт применения горизонтальных скважин с многозонным ГРП для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в ОАО «ЛУКОЙЛ» / М.В. Чертенков, Н.А. Веремко // Доклад на VIII Международном Технологическом Симпозиуме. – Москва, 2013.

7. *Выгон, Г.* Нетрадиционная нефть: станет ли Баженом вторым Баккенем? / Г. Выгон, А. Рубцов, С. Кулаков и др. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2013 – 70 с.

8. *Медведский, Р.И.* Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов, К.В. Коровин // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – Тюмень. – 2005. – № 15. – С. 49-53.

9. *Мулявин, С.Ф.* Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений

(учебное пособие) / С.Ф. Мулявин – Тюмень: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2009. – 204 с.

10. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Москва, 2002 г.

11. *Гиляев, Г.Г.* Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г.Г. Гиляев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов, И.В. Судеев и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», 2012. Март-апрель (выпуск 27). – С. 22-26.

12. *Лысенко, В.Д.* Теория разработки нефтяных месторождений. / В.Д. Лысенко – М.: Недра, 1993. – 311 [1] с.: ил.

13. *Закиров, С.Н.* Анализ проблемы «Плотность сетки скважин-нефтеотдача» / С.Н. Закиров – М.: «Грааль», 2002. – 314 с.

14. *Мартос, В.Н.* Влияние геологических и технических факторов на коэффициент нефтеотдачи / В.Н. Мартос, А.И. Куренков, В.С. Ключарев, К.И. Коваленко // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 1-4.

15. *Медведский, Р.И.* Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов. – Санкт-Петербург: Недра, 2004 – 192 с.

РУДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ УРАЛЬСКОЙ ЧАСТИ ХМАО – ЮГРЫ

В.М. Бабенышев
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Научной основой прогноза распространения и возможности обнаружения различных групп рудных месторождений в связи с особенностями геологического строения рассматриваемого региона является **металлогения**. Металлогенический анализ позволяет выделить набор типов месторождений твердых полезных ископаемых, которые предопределяет химический и минеральный состав геологических образований, слагающих каждый конкретный регион.

К примеру, для образования скоплений **редкоземельных металлов** необходимо наличие магматических пород: нефелиновых сиенитов, апатитов, карбонатитов, которые в Российской Федерации распространены преимущественно в Мурманской области и Республике Саха (Якутия), где и сосредоточены основные запасы редкоземельных металлов, определяющих металлогеническую специализацию данных регионов. Важной особенностью редкоземельных металлов является то, что они в РФ не образуют самостоятельных месторождений, а извлекаются в качестве попутных компонентов преимущественно из лопаритсодержащих нефелиновых сиенитов и апатитов, и, соответственно, прямых геологоразведочных работ на редкоземельные металлы в РФ не проводится. Добыча большинства **редких металлов** аналогична получению редкоземельных металлов, но она производится из других источников сырья. В связи с этим необходимо пояснить, что **редкоземельные металлы** (лантан, лантаноиды цериевой и иттриевой групп) и **редкие металлы** (тантал, ниобий, кадмий, висмут, галлий, германий, индий, таллий) представляют собой две обособленные группы химических элементов, которые попутно извлекаются из разных полезных ископаемых, при этом почти все редкие металлы (за исключением тантала и ниобия) получают из руд цветных металлов.

В нашем регионе исторически сложилось так, что Горный Урал в пределах Ханты-Ман-

сийского автономного округа – Югры является неосвоенной территорией в отношении горнорудного производства, хотя полезных ископаемых здесь по разнообразию и ресурсам ни меньше, чем на Среднем и Южном Урале. Основная причина, тормозящая развитие горного дела на данной территории, заключается в отсутствии дешевой электроэнергии централизованного сектора вблизи горнорудных объектов и транспортной инфраструктуры.

Основные виды полезных ископаемых Горного Урала в границах ХМАО – Югры следующие. **Бурый уголь** (месторождения не разрабатывались); **железные руды** скарно-магнетитового типа (магнетит с пиритом, пирротин и халькопиритом); **жильный кварц** и горный хрусталь; **хромиты**; **медно-цинковые руды** колчеданного типа; **стратиформные залежи с вкрапленностью самородной меди** (Хулытымьинское рудопроявление); **полиметаллические (свинцово-цинковые) руды** с медью, золотом, серебром, кадмием, сурьмой, висмутом, галлием, германием, селеном и ртутью; **золото рудное (коренное) и россыпное**; **золото рудное в углеродсодержащих** (черносланцевых) **образованиях**; **марганцевые руды**; демантоиды (ювелирные гранаты), облицовочные и цветные камни (яшмы); граниты поделочные и для щебня; базальтоиды (габброиды) для минерального волокна и для щебня (рис. 1) Вышеперечисленные полезные ископаемые определяют металлогеническую специализацию Ханты-Мансийского Урала.

Из металлических полезных ископаемых наиболее перспективными и востребованными металлургической промышленностью являются **железные руды** двух геолого-промышленных типов: скарного и магматического. Ближайшим потенциальным потребителем железного концентрата скарных руд является ПАО «Надеждинский металлургический завод» (г. Серов Свердловской области), поэтому желез-

РУДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

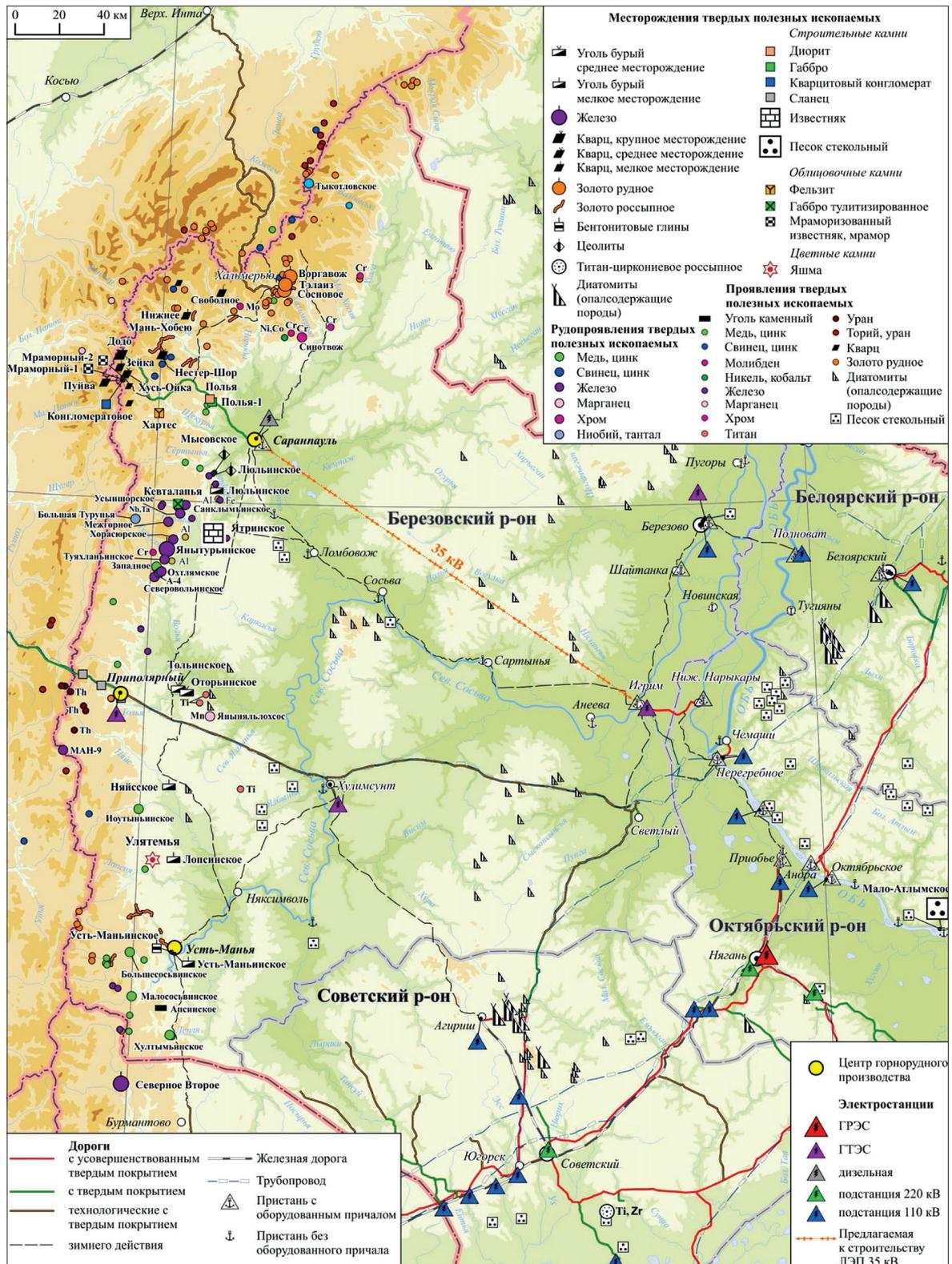


Рис. 1. Месторождения и проявления твердых полезных ископаемых ХМАО – Югры

ные руды Охтлямско-Янытурьинского медно-железородного узла в пределах Хорасюрского габбро-перидотитового массива (в 60-70 км северо-восточнее пос. Приполярный ХМАО – Югры) будут востребованы в ближайшее время, так как основные запасы скарных железных руд в Свердловской области уже выработаны.

Хромиты в РФ относятся к дефицитному стратегическому минеральному сырью. Хромиты используются для производства ферросплавов Серовским, Ключевским заводами и Челябинским электрометаллургическим комбинатом; химико-металлургическими предприятиями – для получения окиси хрома металлургической, хромового ангидрида и бихромата натрия. В западной части Хорасюрского массива находится Туяхланьинское проявление хромитовых руд. Авторские прогнозные ресурсы хромитов **Туяхланьинского** рудопроявления категории P_2 оцениваются в 1.44 млн т.

Марганцевые руды в РФ на 2021 г. считаются дефицитным стратегическим минеральным сырьем. Марганцевые руды используются преимущественно в черной металлургии и в химической промышленности, а также при выплавке различных сплавов цветных металлов. Чугун и сталь с использованием марганца производят на металлургических заводах, ближайшим из них к западной части ХМАО – Югры является ПАО «Надеждинский металлургический завод». Прогнозные ресурсы марганцевых руд Уральской марганцевоносной зоны Ханты-Мансийского автономного округа – Югры учтены «Кадастром прогнозных ресурсов РФ» в количестве 50 млн т.

Рудное золото в черносланцевых образованиях – новое направление ГРР для Ханты-Мансийского Урала. Наиболее перспективной рассматривается Няйс-Тольинская площадь. Аналогами потенциального золоторудного месторождения в пределах Няйс-Тольинской

площади являются крупные месторождения «Голец Высочайший» и «Сухой Лог», расположенные в пределах Кропоткинского рудного узла Ленского золотоносного района Иркутской области.

Другие полезные ископаемые, отмеченные выше, также могут быть востребованы черной и цветной металлургией после проведения ГРР.

Следует отметить, что в структуре ресурсного потенциала значительно доминируют прогнозные ресурсы низких категорий, в сравнении с которыми разведанные запасы составляют крайне малую долю. В настоящее время запасы промышленных категорий имеются только по месторождениям кварца, россыпного и рудного золота, бурых углей, цеолитсодержащих пород. Необходимо проведение геологического доизучения и переоценки в отношении ресурсов железных руд, хрома, марганца, цветных (с редкими металлами) и благородных металлов. В связи с этим весьма актуальной является задача значительного увеличения объемов региональных и особенно поисковых и оценочных работ на ведущие и остродефицитные, стратегические твердые полезные ископаемые на Северном и Приполярном Урале, также в предгорной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Перспективы Приполярного и Северного Урала ХМАО – Югры не исчерпываются уже известными месторождениями. Об этом свидетельствует большое количество зафиксированных здесь рудопроявлений, геофизических и геохимических аномалий. Все это предопределяет создание надежной сырьевой базы твердых полезных ископаемых в Уральской части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры для обеспечения сырьем предприятий черной и цветной металлургии Северного, Среднего и Южного Урала, давно испытывающих дефицит многих видов сырья.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО – ЮГРЫ

*В.А. Пуртов, Г.А. Алёшин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)*

Территория Ханты-Мансийского автономного округа – Югры характеризуется чрезвычайно развитой гидрографической сетью, которая насчитывает порядка 19,6 тысяч водотоков, в том числе, 4 крупных реки, протяжённостью более 1000 км – Обь, Иртыш, Конда, Большой Юган и 10 рек, протяжённостью свыше 500 км – Северная Сосьва, Казым, Мулымья, Большой Тап, Кума, Вах, Тромъёган, Аган, Малый Юган и Большой Салым.

По мере интенсификации хозяйственного освоения территории Югры, естественным образом растёт антропогенная нагрузка на водные объекты. Наиболее активное и масштабное вовлечение водных источников происходит для целей водоснабжения, добычи биологических, минеральных ресурсов и общераспространённых полезных ископаемых (ОПИ), жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), энергетики, рекреации, развития различных видов транспорта – речного, трубопроводного, железнодорожного, автомобильного. В ряде ситуаций процесс использования водных объектов сопряжён с прямым влиянием на гидрологические и гидроморфологические параметры и может спровоцировать негативные изменения их состояния.

Таким образом, всё более актуальной становится задача осуществления регулярных и комплексных наблюдений за состоянием водных объектов.

В соответствии с Положением об осуществлении государственного мониторинга водных объектов (утверждено постановлением Правительства РФ от 10 апреля 2007 г. № 219) в компетенции органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации находится

проведение регулярных наблюдений за состоянием дна, берегов, водоохраных зон (ВЗ), зон затопления, подтопления, водохозяйственных систем, в том числе, гидротехнических сооружений.

В 2020 году по заданию Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» выполнен пилотный проект мониторинга водных объектов на территории ХМАО – Югры по указанному направлению исследований. В качестве объекта мониторинга исследован участок реки Иртыш, общей протяжённостью 1,5 км, в районе пересечения с автомобильным мостом а/д Ханты-Мансийск – Нягань.

Стратегической целью пилотного проекта была практическая апробация работ по мониторингу дна, берегов, водоохраных зон водных объектов для решения следующих задач:

- опытное тестирование методологии исследований;
- определение необходимой достаточности комплекса наблюдений (анализ качественного и количественного аспектов набора исследований);
- уточнение объемов необходимого финансирования для отдельных видов наблюдений и комплекса исследований в целом (определение удельных расценок).

Состав задач технического характера включал: оценку состояния и прогноз динамики конфигурации и положения береговой линии (особенно в части разрушения берегов) (рис. 3); оценку морфологического состояния речных русел в части наличия различных инород-

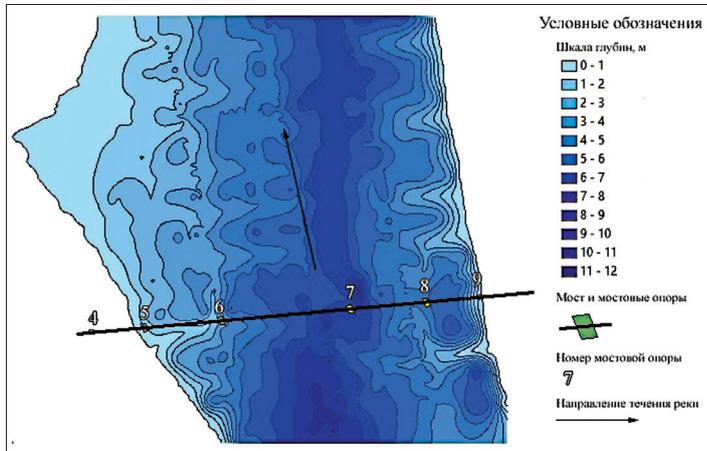


Рис. 1. Карта-схема глубин дна

Рис. 2. Железобетонные плиты в русле (снимок с эхолота)

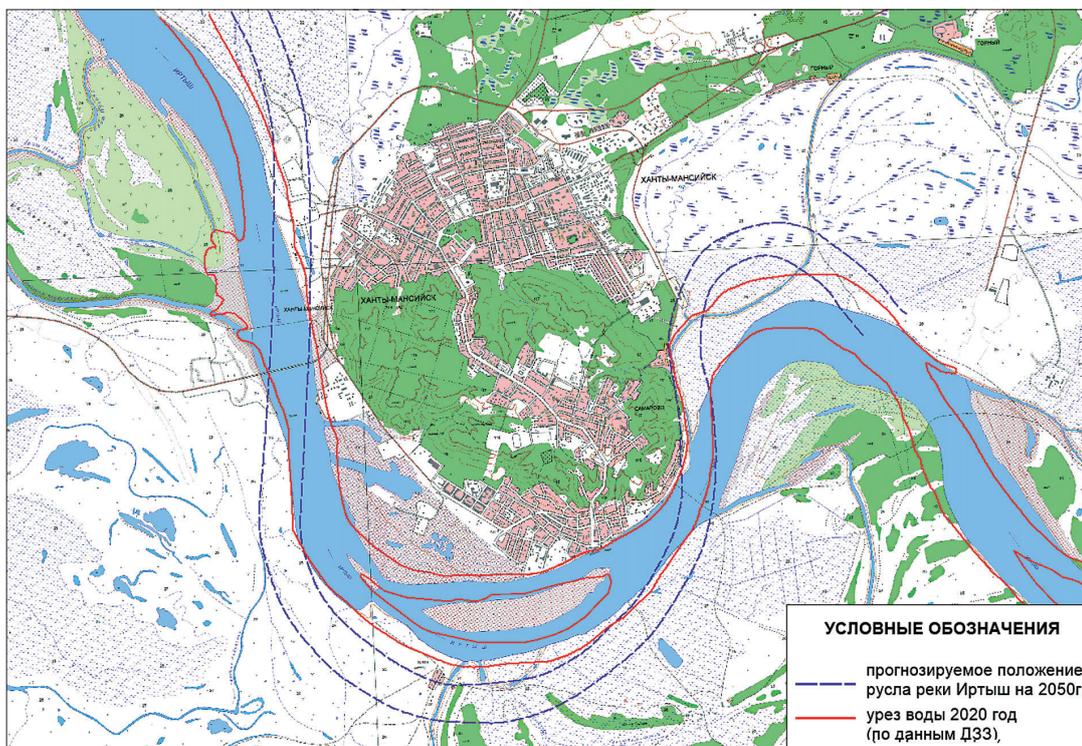
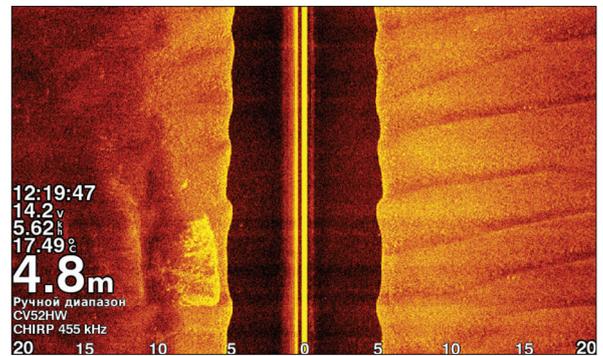


Рис. 3. Прогнозируемое положение русла р. Иртыш в районе мониторинга

ных предметов и затонувшей древесины (рис. 1, 2); контроль за соблюдением специальных режимов хозяйственной и иной деятельности в водоохраных зонах и др.

В процессе полевых работ выполнено обустройство 4 временных реперов и 3 морфологических створов наблюдений, 11 поперечных и 3 продольных галса гидроакустической съемки, 12 км маршрутов визуального обследования водоохранной зоны, 9 измерений скорости течения воды, 4 шурфа для анализа донных наносов, съемка координат 75 точек.

Результаты выполненных исследований позволили получить актуальное и полное представление о конкретном участке реки Иртыш в аспектах состояния русла, дна, береговой полосы, сложившейся экологической ситуации и т.д., сделать выводы о характере взаимодействия процессов руслоформирования и инженерных сооружений.

С целью организации на территории ХМАО – Югры полномасштабных исследований водных объектов в части наблюдений за состоянием дна, берегов, водоохраных зон, Департамент недропользования и природных ресурсов ХМАО – Югры в 2020 году инициировал разработку «Порядка проведения мониторинга состояния дна и берегов водных объектов, а также наблюдений за водохозяйственными системами, в том числе гидротехническими сооружениями, на территории ХМАО – Югры». Программный документ был успешно разработан ООО «Экспертная лаборатория «Гидроинформационные системы» (г. Москва).

Указанный документ четко регламентирует весь процесс осуществления мониторинга, включая обоснование выбора объектов мониторинга, описание местоположения пунктов мониторинга, определение перечня параметров по каждому виду наблюдений, характе-

ристику методов и методологии выполнения наблюдений, определение направленности камеральной обработки полученных результатов, определение объема необходимого финансирования, описание форм отчетной документации и т.д.

Первоочередной этап программы (2022-2024 гг.) предполагает полевые инструментальные исследования на 9 участках. Параллельно с полевыми обследованиями запланировано выполнение следящей съемки на основании приобретаемых материалов дистанционного зондирования Земли максимальной актуальности для 39 отобранных участков. Суммарные финансовые затраты на первые три года выполнения мониторинга оценены в 24,8 млн рублей. В результате этого к 2024 году мониторинговыми наблюдениями (полевыми и/или дистанционными) будут охвачены все водохозяйственные участки, находящиеся в пределах округа.

Таким образом, в 2020 году в округе получен первый опыт практического осуществления мониторинга водных объектов в части наблюдений за состоянием дна, берегов и водоохраных зон, а также разработана программа полномасштабных наблюдений на период 2022-2024 гг. Прделанная работа и серьезные намерения Депнедра ХМАО – Югры не позволяют усомниться в том, что намеченные планы будут реализованы в срок.

Опыт борьбы с негативными проявлениями гидрологических процессов на реках России показывает, что комплексный русловой анализ, корректный средне- и краткосрочный прогноз гидрометеорологической обстановки в сочетании с проведением превентивных мероприятий позволяет управлять гидрологическими и русловыми процессами, предотвращая или снижая ущербы от водной стихии для жилищного и коммунального хозяйства.

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ ВОДНОГО ТРАНСПОРТНОГО ПУТИ ХМАО – ЮГРЫ

*Т.И. Дятлова, Ю.В. Пьянков
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)*

Крайней важностью для развития округа обладает вопрос транспортной доступности всех территорий.

Известно, что специфика широтной экономической зоны Ханты-Мансийского автономного округа определяется имеющимися залежами нефти. При этом географическое положение и природно-климатические условия осложняют ведение в целом экономической деятельности и существенно влияют на формирование транспортных связей, и, соответственно, и перспективы социально-экономического развития нашего региона.

Вместе с этим при наличии разнообразных природных ресурсов их выборочное использование привело к формированию однобокой структуры хозяйствования с ярко выраженной сырьевой направленностью экономики округа. Слабо развита глубокая переработка используемых ресурсов. И в этом не малая «заслуга» ограниченной транспортной инфраструктуры нашего региона.

Развитие транспортной составляющей во многом позволит ликвидировать моноотраслевую структуру хозяйства округа.

Одно из направлений, которое безусловно необходимо развивать – это активное использование водных артерий округа, в частности, налаживание судоходного сообщения и грузоперевозок по притокам Оби с выходом в Обскую губу в направлении Северного морского пути. Укрупнение и расширение речного порта в районе Сергино Приобье Октябрьского района ХМАО – Югры будет способствовать увеличению объемов и сокращению сроков перевозки грузов и материалов для строительных и хозяйственных нужд округа. Нужно не забывать, что перспективное развитие припо-

лярных территорий Урала с его широким и богатым спектром полезных ископаемых также потребует активных перемещений в части доставки их к местам переработки одним из наиболее дешёвых – водным транспортом.

Отмечена особая значимость для развития автономного округа разработка и реализация такого инфраструктурного проекта, как «Промышленное освоение Приполярного Урала в границах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». В рамках проекта предполагается многотоннажная транспортировка грузов и оборудования до районов разработки полезных ископаемых Приполярного Урала и перевозка рудного сырья к местам его использования и переработки. Речь идёт о горнорудном производстве железных и марганцевых руд, хромитов и других твердых полезных ископаемых минерально-сырьевых центров на территории Югры. В процессе осуществления проекта «Урал промышленный – Урал Полярный» предусматривается закономерный транспортный переход от Горного Урала к водосборной площади рек Югры.

К тому же порт мог бы выступать транзитным пунктом по доставке грузов с юга страны. После упрощения процедуры прохождения государственной границы по правилам Таможенного союза, в частности, на приграничном участке Иртыша отмечается рост объемов транспортного сообщения с Республикой Казахстан.

Необходимые мероприятия, например, углубление русла в районе порта возможны и вполне осуществимы силами и техническими средствами Обь-Иртышского пароходства, которое ежегодно проводит дноуглубительные работы в объеме порядка 500 тыс. м³. Кстати,

в 2019 г. такие работы проводились в протоке Алёшкинская в направлении от порта Приобье. Энергетическая составляющая проекта может обеспечиваться линией напряжением 110 кВ, протянутой от Няганьской ГРЭС до подстанции Сергино.

Укрупнение и реконструкция портовых сооружений в районе Сергино с выходом по Оби к Северному морскому пути, несомненно, способствовало бы в перспективе развитию особой экономической зоны, предполагаемой в г. Нягань, второй в Уральском федеральном округе и находящейся в 60 км от порта.

Речной порт Приобье является также конечным пунктом участка железной дороги Серов–Ивдель–Приобье Свердловской железной дороги, что закономерно делает его ключевым узлом в логистической цепочке с выходом на Севморпуть. Если принимать во внимание, что в перспективе будет построена ветка Салым–Ханты-Мансийск–Приобье, заложенная в стратегии развития железнодорожной отрасли до 2030 года, то значимость укрупнения речного порта многократно возрастает.

Ещё больший толчок развитию территорий дали бы работы по связыванию в единую линию проложенных по территории округа ж/д веток. Собственно, железнодорожное сообщение в округе характеризуется разобщенностью и состоит в основном из трех, не сообщающихся между собой линий. По мнению авторов, это значительно сдерживает темпы развития региона. Связать Югру с востока и на западе в

общую систему железнодорожного сообщения страны, сделать её транзитной для грузо- и пассажиропотоков – стратегически важная цель (практически речь идёт о строительстве части Северо-Сибирской железнодорожной магистрали – Севсиба).

Рассматриваемые властями Югры способы возможного перспективного экономического развития территорий, в частности, сделать Югру «воротами» для развития Арктики, также потребуют задействования всех логистических путей сообщения с территориями Крайнего Севера Тюменской области. Шельфовые разработки ресурсов – всё более широко применяемая возможность увеличения энергетических запасов страны. Северный морской путь, который проходит в том числе по акватории Карского моря становится всё более оживленным, и выход к нему через русло Оби даст возможность в больших объемах перемещать грузы и людские ресурсы, а в перспективе оживит и переориентирует экономику региона.

Активное задействование водных путей Обь-Иртышского бассейна на территории Ханты-Мансийского округа, в том числе с выходом к Севморпути, будет способствовать интенсификации развития всех территорий и районов округа, послужит созданию новых экономических связей, а также укреплению социальных и административных ресурсов районов, входящих в состав округа. Это позволит диверсифицировать экономику Югры.

НЕФТЕХИМИЯ В ЮГРЕ: БЫТЬ ИЛИ НЕ БЫТЬ?

*Халтурина Р.В.
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)*

«Широко простирает химия руки свои в дела человеческие»

М.В. Ломоносов

Бурный рост химической и нефтехимической промышленности поражает воображение. С середины 20 века она стремительно проникла во все сферы жизни и деятельности человека, во все сферы мировой экономики, включая строительство, производство электроники, упаковочных материалов и потребительских товаров, сельское хозяйство, машиностроение и т.д. Более того, области применения химической и нефтехимической продукции продолжают расширяться, сохраняя тенденцию на химизацию всей мировой экономики. Это способствует инновационному развитию всех сфер потребления, стимулирует создание новых высокотехнологичных производств и модернизацию уже существующих. Таким образом, химия и нефтехимия действительно являются «локомотивом» экономики, они оказывают огромное воздействие на эффективность развития отраслей, потребляющих их продукцию, а это практически все сферы экономики.

С уверенностью можно сказать, что сегодня уровень развития химической промышленности служит мерилем уровня развития любого государства. Поэтому еще в 2013 г. Минпромторг России с привлечением ведущих экспертов начал разработку Стратегии развития химической промышленности до 2030 г. В этом документе дана оценка состоянию нефтехимической промышленности в мире в целом и в России в частности, определены тенденции, проблемы, прогнозные оценки и ожидаемые результаты. Анализ, приведенный в Стратегии, убедительно доказывает значительное отставание России от ведущих стран мира. Вклад российского химического комплекса в ВВП страны оказался в разы меньше, что говорит о

недостаточной степени химизации российской экономики.

Невольно возникает вопрос: а что не так с отечественной химической промышленностью, почему она так мало значима в нашей стране? Посмотрим на географию нефтехимических производств в России (рис. 1).

Наибольшее развитие отрасль получила в Приволжском федеральном округе, где сосредоточено примерно 45 % российской химической продукции. Тюменская область представлена Новоуренгойским НГХК на Ямале, известным долгостроем ПАО «Газпром», и Тобольским ЗапСибНефтехимом на юге Тюменской области. Первый предназначен для получения этилена путем извлечения этана из углеводородного газа и производства гранулированного полиэтилена пленочных марок. Второй – для глубокой переработки ШФЛУ, получения этилена и пропилена для производства полиэтилена и полипропилена. На территории ХМАО – Югры нет ни одного предприятия нефтехимии, ни крупно-, ни малотоннажного.

А ведь на долю округа приходится около 42 % общероссийской нефти, Югра по-прежнему сохраняет лидирующие позиции в стране! И экономика России по-прежнему остается газо- и нефtezависимой. При этом она традиционно экспортирует более 1/3 продукции химического комплекса, и это продукция низких переделов сырья с невысокой добавочной стоимостью. А высокотехнологичная химическая продукция, наоборот, импортируется, причем более 40 % продукции поступает из стран Евросоюза (вспомним о санкциях!). Получается, что потенциал отечественного химического комплекса не отвечает потребностям рынка. В

ИНФРАСТРУКТУРА

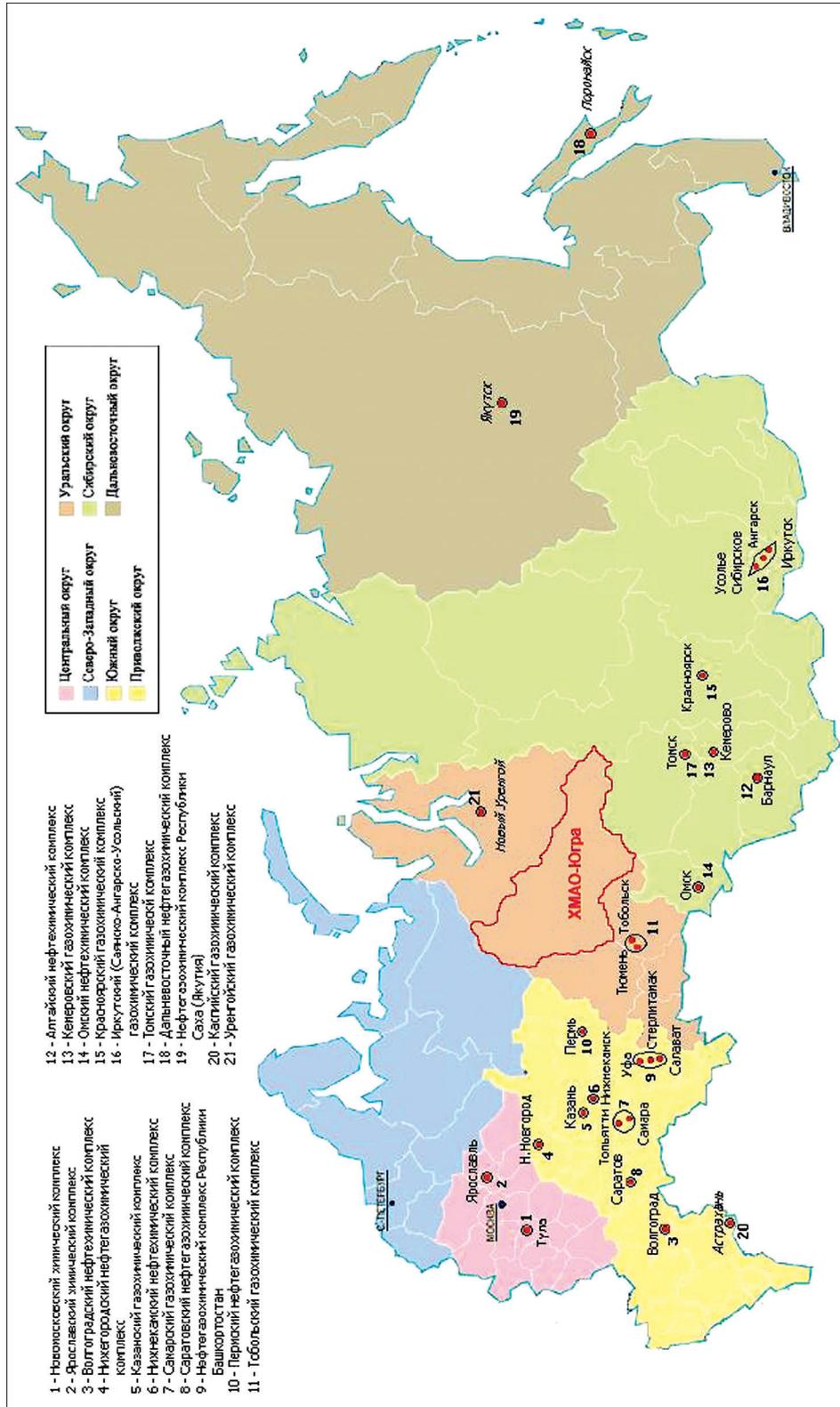


Рис. 1. Нефтехимические производства на территории России



Рис. 2. Нефтехимическое сырье как продукт переработки нефти

недостаточной степени используется энерго-сырьевой ресурс страны. По объему экспорта химической и нефтехимической продукции в денежном эквиваленте Россия уступает даже такой стране, как Республика Корея, которая значительную часть сырья импортирует.

В условиях существующей санкционной политики в химическом комплексе разработан План мероприятий по импортозамещению, который включает 120 инвестпроектов по выпуску химической и нефтехимической продукции, остродефицитной для потребления во многих сферах экономики (химические волокна и нити, синтетические смолы, изделия из пластмасс, лакокрасочные материалы и др.). Отдельные импортозамещающие проекты включены в План Минпромторга, но есть ли среди них реализуемые в Югре? Пока нет.

А ведь для химиков импортозамещение — это обширное поле деятельности, поскольку перечень высокотехнологичной продукции разнообразен, а ее производство снимет зависимость от зарубежных поставок. К тому

же нефтехимия высоких переделов высоко-рентабельна, и бизнес в этой области прибыльный: цены продукции, производимой из нефтяного сырья, в разы выше цен на само сырье, а перечень продукции включает в себя пластмассы, каучуки, растворители, химические волокна, синтетические моющие средства и т.п. (рис. 2).

Попробуем разобрать все плюсы и минусы сложившейся ситуации.

Сырьевое обеспечение

«За державу обидно!»

М.Д. Поспелов

Основным сырьем для нефтехимии является нефтя, которую получают на НПЗ на первой стадии перегонки сырой нефти. В ХМАО — Югре работают 5 малотоннажных заводов по переработке нефти, представляющие собой Установки первичной переработки нефти (УППН) с суммарной мощностью 5,5 млн т/год. Самый крупный из них, УППН ООО «Нижневартовское НПО» — имеет проектную мощность 4,5 млн т/год. (табл. 1).

Назначение у них незамысловатое — обеспечение горюче-смазочными материалами районов нефтедобычи. Только на НПЗ ПАО «ЛУКОЙЛ» выпускаются автомобильные бензины, тогда как единственным товарным светлым нефтепродуктом остальных НПЗ является дизельное топливо, для получения которого не требуется наличие вторичных процессов. Средняя глубина переработки нефти на НПЗ округа — около 30 %.

Малотоннажность югорских НПЗ хорошо вписывается в современную направленность нефтехимии на производство малотоннажной продукции с высокой инновационной составляющей. В странах Евросоюза доля высокотехнологичной малотоннажной химической и нефтехимической продукции составляет около 30 % отраслевого выпуска, в России же не превышает 5 %. Производство многих видов этой продукции у нас либо отсутствует вовсе, либо осуществляется в ограниченных объемах. Многие виды химической продукции специального назначения требуются для

Таблица 1

Переработка нефти на НПЗ ХМАО – Югры в 2020 году

пп	Наименование НПЗ	Проектная мощность, тыс. т/год	ВИНК	Поступило в 2020 г., тыс. т	Продукция, тыс. т
1	УППН ТПП «Когалымнефтегаз»	350	ПАО «ЛУКОЙЛ»	414,65	143,39
2	УППН ТПП «Урайнефтегаз»	148		136,59	50,86
3	УППН ООО «Красноленинский НПЗ»	300	ПАО «НК Роснефть»	285,64	150,22
4	УППН ООО «Нижневартовское НПО»	4500		5141,68	1464,86
5	УППН ПАО «Варьеганнефть»	100	ПАО «НК РуссНефть»	45,74	11,33
6	УППНиПБ ПАО «Сургутнефтегаз»	118,8	ПАО «Сургутнефтегаз»	136,41	54,51
	Итого по ХМАО – Югре	5516,8		6160,71	1875,16

обеспечения потребностей ВПК, широко используются в космической промышленности, машиностроении, медицине и т.д. Решение проблем развития малотоннажной химии включено в План мероприятий по реализации Стратегии.

Сейчас модным трендом во всем мире является формирование технопарков. На их площадках размещаются предприятия «малой» нефтехимии, действующих по принципу удлинения цепочек добавленной стоимости.

Таким образом, в округе имеются крупные запасы углеводородов и очень незначительный объем ее переработки. При существующей экспортной ориентированности отрасли может оказаться, что сырьё будет не хватать. Но, как сказано в Стратегии, «экспортный потенциал российской продукции химического комплекса низких переделов в условиях нарастающей конкуренции со странами Ближнего Востока и США сокращается». С другой стороны, несмотря на запуск механизма импортозамещения, закупки химической и нефтехимической продукции за рубежом не уменьшаются, а продолжают расти. Т.е. спрос на продукцию в России растёт, а значит, есть предпосылки, чтобы ситуацию развернуть.

Транспортная инфраструктура

**«За морем телушка – полушка,
да рубль перевозу»**

Русская народная пословица

В Югре существует достаточно развитая сеть автомобильных и железных дорог, связывающая округ с соседними регионами. Кроме этого, часть грузооборота обеспечивается Обь-Иртышским пароходством. Принята Государственная программа ХМАО – Югры развития транспорта на период до 2030 года. Рассматривается реализация транспортных коридоров в направлениях «Запад–Восток» (формирование Севсиба, автодорожного маршрута федерального значения «Северо-Запад–Сибирь») и «Север–Юг» (Северный морской путь–Средняя Азия). При комплексном подходе к реализации инновационной модели экономического развития округа проблем с транспортом не будет.

В последние годы лидерство среди стран-поставщиков продукции химии и нефтехимии на рынок России держат КНР и Германия, на долю которых приходится до 1/3 импорта химической и нефтехимической продукции. Ки-

тайская продукция привлекает российского покупателя своей ценой при сомнительном качестве, а немецкая — наоборот, своим качеством при достаточно высоких ценах. Близость нефтехимического производства к району добычи сырья обеспечит ему хорошую конкурентоспособность этим производителям.

Трудовые ресурсы

«Кадры решают все, а не кобылы и машины»

И.В. Сталин

Этот лозунг здесь как нельзя кстати. В лихие 90-е была разрушена хорошо отлаженная система подготовки работников как в научной, так и в производственной сфере. В наше время отраслевая наука развивается в научно-исследовательских и проектных центрах, входящих в состав вертикально интегрированных компаний и крупных предприятий. Но специфика нефтехимического производства такова, что даже в условиях кризиса оно остается в плюсе. Это показала ситуация с пандемией — в бюллетене «РИА Рейтинг» отмечается, что положительный вклад химической отрасли в динамику обрабатывающего сектора промышленности в общий результат 2020 году был самым большим среди всех отраслей. Здесь и уровень заработной платы повыше, т.е. на предприятиях нефтехимии работать выгодно, а значит и желающие найдутся.

Привлечение капитала

«Счастье не сводится к обладанию деньгами; оно заключается в радости труда и свершений»

Франклин Рузвельт

На самом деле это вопрос первый. Высокая капиталоемкость нефтехимического производства и долгая окупаемость капиталовложений может стать неразрешимой проблемой. Существенного притока иностранных вложений в сложившихся условиях ожидать не следует. Поэтому основная надежда на российских инвесторов, привлеченных высокой доходностью.

Почти половина добытой нефти в округе приходится на долю ПАО Роснефть. Такой крупный «игрок» на базе собственного НПЗ

мог бы «потянуть» организацию высокотехнологичного нефтехимического производства. Возможно привлечение крупных инвесторов, таких как ПАО «СИБУР Холдинг», который инвестировал в проект «ЗапСибНефтехим» порядка 9.5 млрд долларов.

При использовании модели кластерного развития с привлечением банковского кредитования, заимствования у других финансовых организаций, а также за счет госбюджета, это осуществимо. Прямое финансирование проектов со стороны государства запрещено правилами ВТО, но есть разные механизмы применения мер господдержки: снижение государственных тарифов, фиксация цен на сырье, налоговые каникулы и т.п. Это способствует повышению доли бюджетных средств в общем объеме капиталовложений в инвестиционные проекты.

Территория возможностей

«Посадившие когда-то дерево, сегодня сидят в его тени»

Уоррен Баффет

Позитивные тенденции в нефтехимическом комплексе направлены на создание новых производств по выпуску конкурентоспособной продукции. Выгоды от реализации такой продукции очевидны, как и риски для тех, кто возьмется за это. Проблема слишком многогранна и требует тщательной проработки экспертами. При этом, необходимо принимать во внимание и ужесточение экологического законодательства, и бюрократические сложности в реализации проектов, и другие проблемы, усложняющие процесс привлечения капитала. Но нужно учиться эффективно использовать свое углеводородное сырье, уходить от зависимости внутреннего рынка от импорта нефтехимической продукции, обеспечивать россиянам отечественным качественным товаром, способным конкурировать на мировом рынке.

В этой статье нет готовых решений, а только информация к размышлению и призыв к действию всех заинтересованных лиц, имеющих возможность и смелость изменить будущее России, в том числе Югорского края.

ПЕРСПЕКТИВЫ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ ДЛЯ ХМАО – ЮГРЫ

Л.Н. Казанцева, И.В. Завьялова
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана»)

Губернатор ХМАО – Югры ставит перед её жителями амбициозную цель – достижение углеродной нейтральности региона. Добиться этого действительно непросто, учитывая ресурсную направленность экономики края.

Достижение углеродной нейтральности означает, что эмиссия парниковых газов в регионе будет равна поглощению. Для этого необходимо решить три задачи:

1. Расчёт баланса углерода.
2. Сокращение выбросов парниковых газов.
3. Увеличение поглощения CO₂.

Источниками выделения парниковых газов в ХМАО – Югре служат антропогенные выбросы и нарушенные экосистемы. При возникновении стихийных бедствий, например, лесных пожаров, эмиссия парниковых газов возрастает неконтролируемо. Поглотителями

парниковых газов в регионе в настоящее время являются только природные экосистемы: лесные и болотные, где углекислый газ связывается в процессе фотосинтеза, а также горные экосистемы Приполярного и Северного Урала, где происходит химическая ассимиляция углерода. Углекислый газ, смешиваясь с водяными парами облаков и охлаждаясь на вершинах гор, конденсируется в виде угольной кислоты и сливается горными ручьями как слабый раствор угольной кислоты, которая вступает в реакцию с силикатами кальция с образованием известняков. Однако эти природные процессы не могут полностью компенсировать выделение парниковых газов в результате деятельности промышленности, транспорта, энергетики.

В 2011-2016 гг. эмиссия парниковых газов в ХМАО – Югре в четыре раза превышала их сток. Это показала инвентаризация парнико-

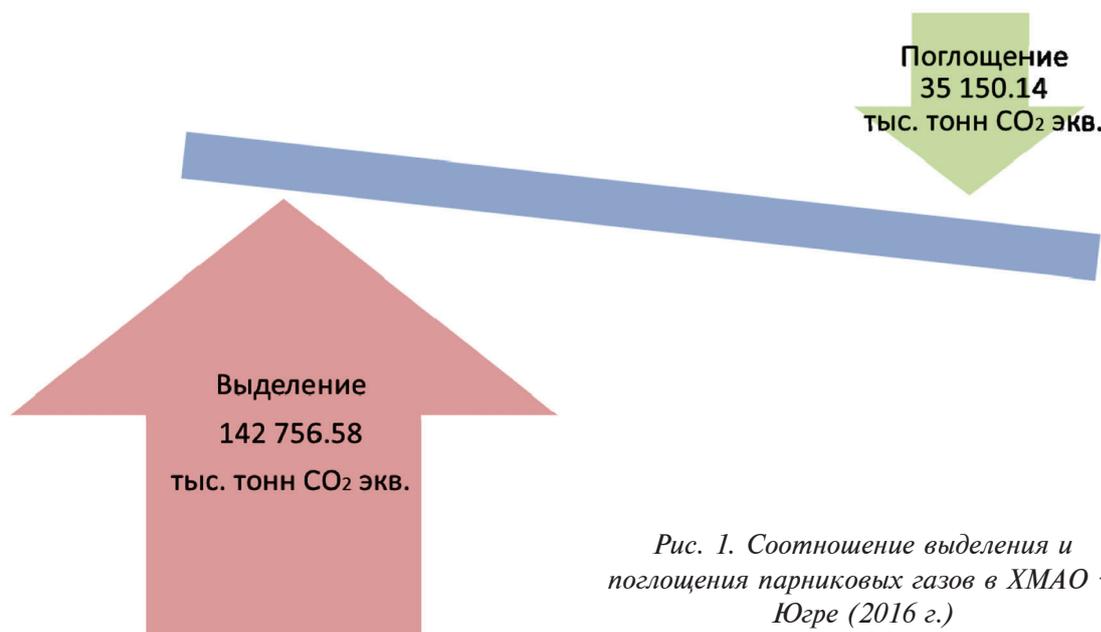


Рис. 1. Соотношение выделения и поглощения парниковых газов в ХМАО – Югре (2016 г.)

вых газов, проведённая в 2017 году ООО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (ООО «НОПППУ») по заказу Природнадзора ХМАО – Югры [1].

Наиболее крупные эмитенты – это антропогенные выбросы и нарушенные экосистемы (табл. 1).

ведущими лесоводческими организациями и институтами РФ [3].

Однако ни одна из этих методик не учитывает поглощение парниковых газов болотами несмотря на то, что заболоченные леса распространены повсеместно. По данным государственного лесного реестра на 01.01.2021 г. пло-

Таблица 1

Источники выбросов и поглотители парниковых газов в ХМАО – Югре

Эмиссия		Депонирование	
источники выбросов	CO ₂ экв. тыс. тонн	поглотители	CO ₂ экв. тыс. тонн
энергетика	139 838,68	лесные земли	33 617,18
промышленные процессы и использование продукции	191,13	обрабатываемые земли	41,39
сельское хозяйство	121,26	сенокосы и пастбища	1 491,58
отходы	1 713,83		
прочие	891,67		
итого	142 756,58		35 150,14

Сток в настоящее время осуществляют только природные экосистемы. По расчётам ФГБУ «ИГКЭ Росгидромета и РАН» в 2016 г. он составлял 35 150,14 тыс. тонн CO₂ экв. Из Лесного плана ХМАО – Югры известно, что нетто-поглощение углерода в 2017 году составило 11 415,0 тыс. тонн [2]. В расчёте использовалась методика Региональной оценки бюджета углерода лесов (РОБУЛ), разработанная Институтом глобального климата и экологии, Национальной организацией поддержки проектов поглощения углерода. Есть и другие расчёты, они разнятся, более того, есть основания полагать, что эти расчёты не полностью учитывают поглотительный потенциал экосистем.

Для расчёта баланса парниковых газов на территории ХМАО – Югры необходимы точные данные о его поглощении природными системами автономного округа. Выделяются три крупные поглощающие экосистемы: лесные, болотные и горные.

В настоящее время для расчёта баланса углерода лесными экосистемами действует не менее 6 различных методик. Они разработаны

площадь лесов ХМАО – Югры на землях лесного фонда и землях ООПТ составляет 50,2 млн га, в том числе покрытая болотами – 17,5 млн га. Вот эту колоссальную площадь разработчики методик называют «мелочью» и не учитывают в своих расчётах. Продукция биомассы болот не так велика, как у лесов, но даже если считать по минимуму, что скорость накопления торфа на 1 мм в год [4], получается: 17,5 млн га * 1 мм = 175 млн м³ торфа в год. А торф, как известно, депонирует углерод на века.

Понятно, что поглотительную способность болот, как и лесов, необходимо учитывать при подсчёте баланса парниковых газов. Для оценки поглощения парниковых газов в автономном округе создаются лесоклиматические (карбоновые) полигоны. Их уже несколько: на базе компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», ООО «Газпромнефть-Хантос», «Сибур», ЮГУ. Предполагается, что эти полигоны позволят разработать и испытать технологии дистанционного и наземного контроля эмиссии и стока парниковых газов. В тоже время очевидно, что экосистемы ХМАО – Югры

очень разнообразны и процессы поглощения идут в них по-разному, поэтому для качественной оценки полигоны должны быть представлены широко.

В 2011-2012 годах АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» сформировал высокоточную ГИС с выделением экосистем по принципу «лес-поле-болото» на основе материалов лесоустройства, космического дешифрирования и топографических материалов. Результаты этой работы утверждены губернатором ХМАО – Югры и используются жителями и органами власти автономного округа [5]. Эти данные могут быть применены и при проектировании карбоновых полигонов.

Кроме того, в ХМАО – Югре накоплен огромный массив данных о концентрации парниковых газов CO_2 и CH_4 в атмосферном воздухе – в автономном округе с 2012 года действует система экологического мониторинга на участках недропользования [6]. В распоряжении АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» имеются результаты измерений за 2009-2014 гг. и за 2017 г. За эти годы недропользователями было проведено 11534 измерения концентраций CO_2 и 11062 измерения концентраций CH_4 . Исследования проводились на фоновых, контрольных и подфакельных пунктах наблюдений. Для изучения натуральных концентраций CO_2 и CH_4 использовались только результаты измерений на фоновых пунктах. Таким образом, число измерений за 7 лет составило 5200 (2642 и 2558 соответственно). Анализ столь большого количества измерений позволяет нивелировать случайные ошибки, а также влияние сезонных колебаний.

Сопоставление материалов ГИС и результатов измерений концентраций CO_2 и CH_4 выполнено с целью выявления территорий, на которых размещение карбоновых полигонов будет наиболее эффективным.

Распределение пунктов наблюдений по типам экосистем «лес-поле-болото» неравномерно. Так, в 2017 году в лесных экосистемах было 332 пункта наблюдений, на болотах – 176 пунктов, на полях – только 2 пункта наблюдений. Экосистемы, относящиеся к типу «поле», распространены в ХМАО – Югре крайне мало.

Данных для анализа концентраций парниковых газов в экосистеме «поле» недостаточно, поэтому из дальнейших расчётов они исключены.

Среднемноголетние концентрации CO_2 на болотах превышают аналогичный показатель в лесах (рис. 2). Среднегодовые концентрации также, как правило, выше на болотах. Динамика концентраций показывает их рост.

Динамика концентраций метана также показывает их рост (рис. 3). Исключение составляет 2012 год, эта ситуация требует дополнительного изучения. Концентрации метана в лесных экосистемах выше, чем в болотных.

На рисунке 4 показано пространственное распределение концентраций CO_2 в разных типах экосистем. Учитывались усреднённые данные по каждой точке за весь период наблюдений. Низкие концентрации CO_2 чаще фиксируются на болотах, так же как и высокие. Средние концентрации фиксируются в лесных экосистемах. Это связано прежде всего с более широким распространением болот на данной территории, большим количеством измерений на болотах и, соответственно, большей вариативностью результатов. Всё это свидетельствует о том, что для оценки концентраций CO_2 в болотных экосистемах требуются более тщательные исследования.

Аналогичные результаты получены и при исследованиях концентраций метана. Болотные экосистемы демонстрируют высокую вариативность (рис. 5). Так, самые низкие и самые высокие концентрации зафиксированы именно в этих экосистемах. Лесные сообщества более стабильны по этому показателю.

Необходимо отметить, что экологический мониторинг проводился на территории лицензионных участков, а для недропользователей сейчас очень важно вносить свой вклад в декарбонизацию. Ведь уже совсем скоро производители и продавцы углеводородов вынуждены будут платить углеродный налог на свою продукцию, поставляемую в ЕС. В этой ситуации гораздо более выгодно вкладывать средства в снижение выбросов парниковых газов, повышение депонирования углерода природными либо техническими системами в

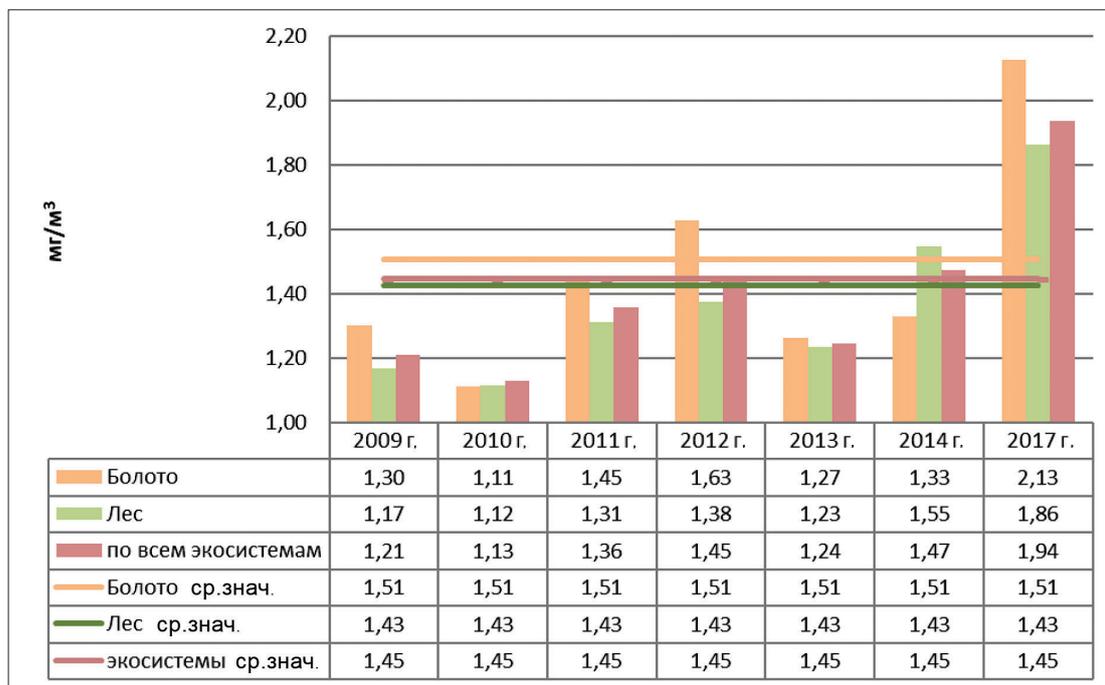


Рис. 2. Концентрация CO_2 в лесах и на болотах по данным мониторинга недропользователей

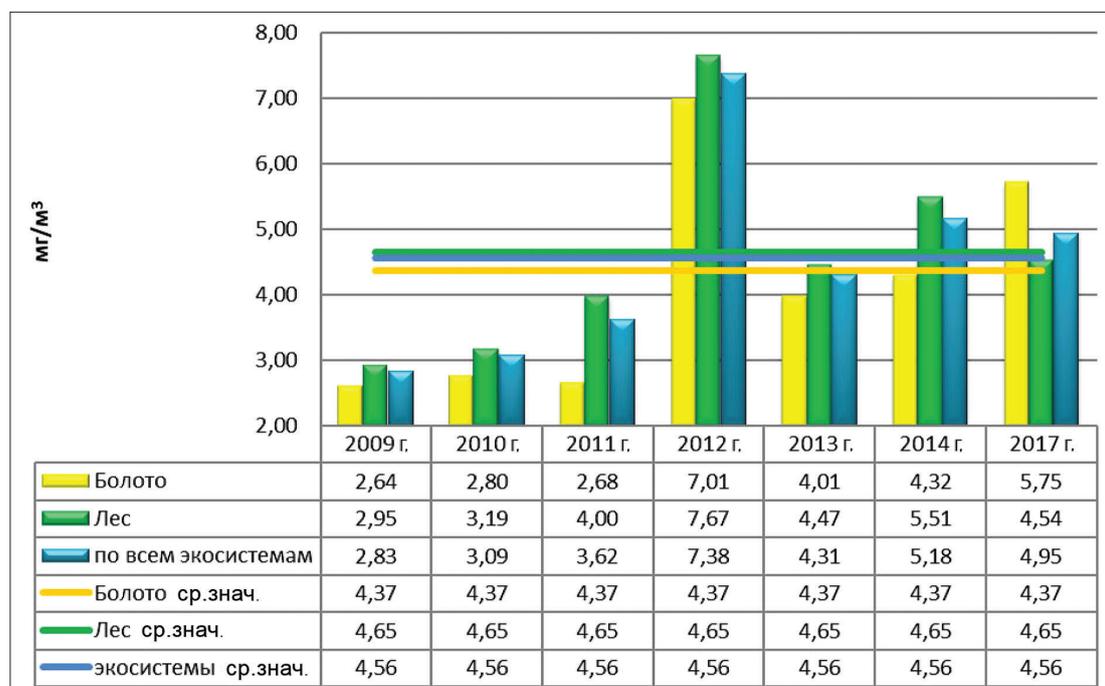


Рис. 3. Концентрация метана в лесах и на болотах по данным мониторинга недропользователей

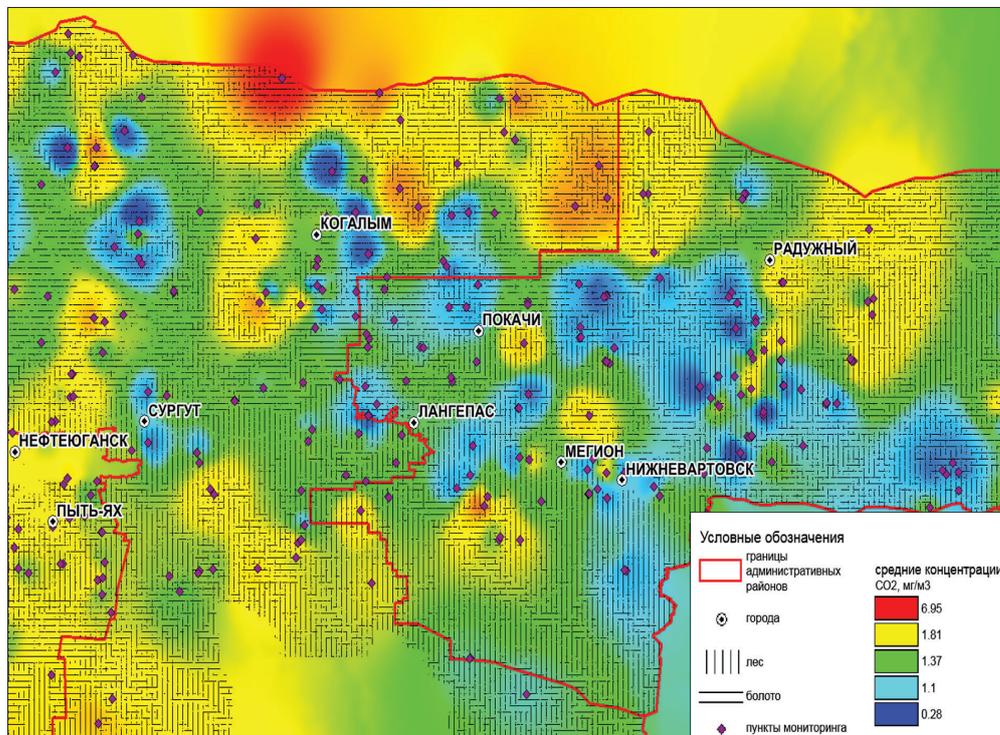


Рис. 4. Средние концентрации CO₂ на пунктах мониторинга недропользователей в лесных и болотных экосистемах

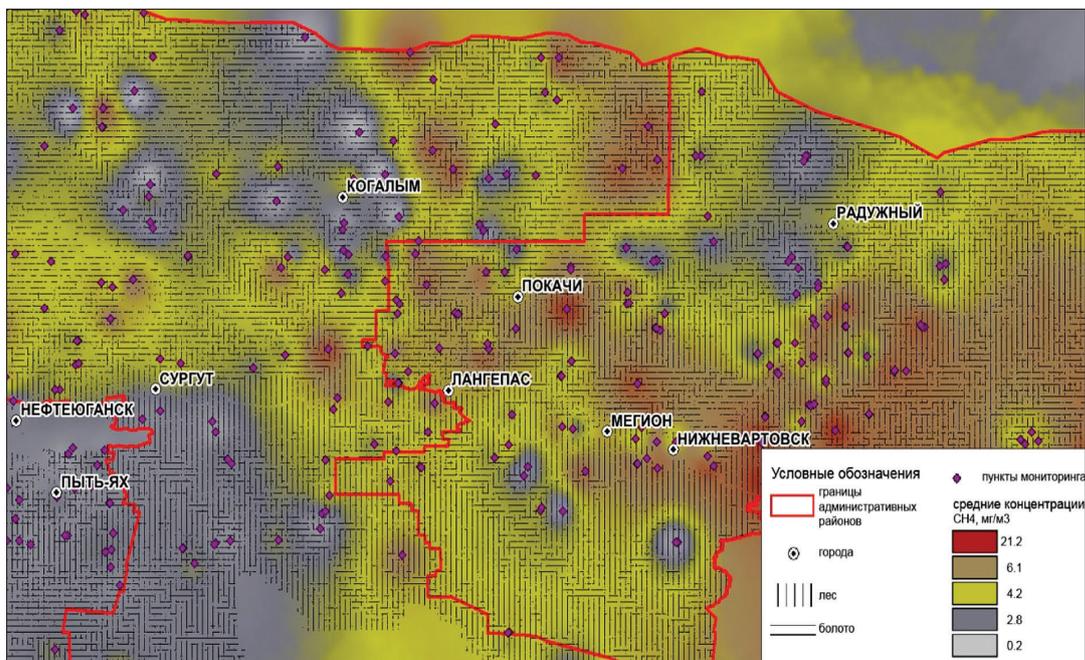


Рис. 5. Средние концентрации CH₄ на пунктах мониторинга недропользователей в лесных и болотных экосистемах

своей стране, в своём регионе, нежели вкладывать средства в бюджеты европейских государств.

Таким образом, в ХМАО – Югре накоплен значительный объём данных о выделении парниковых газов, об их концентрации в атмосферном воздухе различных экосистем. Однако этого недостаточно для оценки депонирования парниковых газов экосистемами. Первым шагом должно стать создание сети карбоновых полигонов в различных экосистемах ХМАО – Югры. Карбоновые полигоны в значительной степени дополняют существующую сеть экологического мониторинга на участках недропользования. Одновременно с этим необходимо сокращать выбросы парниковых газов. В первую очередь, это достижимо выполнением природоохранных мероприятий промышленных компаний, производством продукции с более низким углеродным следом (нефтехимия, деревообработка и т.д.), а также борьбой с лесными пожарами. Встречным процессом должно стать увеличение стока (депонирования) углерода. Для нефтяных компаний нашего региона мероприятиями для увеличения стока могут стать лесные проекты (лесовосстановление) и закачка CO₂ в пласты недр.

Итак, достижение углеродной нейтральности ХМАО – Югры – задача хоть и трудная, но выполнимая, и решать её необходимо комплексно, с участием учёных, промышленных компаний, органов власти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчёт о научно-исследовательской работе «Инвентаризация объёмов выбросов и поглощения парниковых газов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» по Государственному контракту № 179К/2017 от 11 сентября 2017 г.
2. Постановление Губернатора ХМАО – Югры от 25.01.2019 № 2 «О Лесном плане Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 2019 – 2028 годы».
3. Аналитический обзор методик учёта выбросов и поглощения лесами парниковых газов из атмосферы [Электронный ресурс] / А.Н. Филиппчук, Н.В. Малышева, Б.Н. Моисеев, В.В. Страхов // Лесохоз. информ: электрон. сетевой журн. – 2016. – № 3. – С. 36-85. URL: <http://lhi.vniilm.ru/>.
4. *Дегтяр в К.С.* Торф – недооценённый ресурс России // СОК, № 3. – 2016.
5. Постановление Губернатора ХМАО – Югры от 24.06.2013 № 84 (ред. от 24.11.2020) «О схеме размещения, использования и охраны охотничьих угодий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».
6. Постановление Правительства ХМАО – Югры от 23.12.2011 г. № 485-п (ред. от 21.02.2020) «О системе наблюдения за состоянием окружающей среды в границах лицензионных участков на право пользования недрами с целью добычи нефти и газа на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и признании утратившими силу некоторых постановлений Правительства ХМАО – Югры».

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ШИН В ГОРОДЕ СУРГУТЕ ХМАО – ЮГРЫ

*Д.А. Селиванова, Е.Н. Крюк
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)*

Значимым направлением развития и диверсификации экономики Ханты-Мансийского автономного округа является создание новых видов промышленного производства, основанных на глубокой переработке углеводородного сырья. Одним из перспективных направлений в этом отношении является производство современных, качественных автомобильных шин. Наиболее эффективным является параллельное становление производства синтетического каучука – основного сырья шинной промышленности.

Два вида производств полностью отвечают требованиям для получения значительного объема государственной поддержки на основании федерального законодательства, а также закона ХМАО – Югры о государственной поддержке инвестиционной деятельности, защите и поощрении капиталовложений в округе [1]. Проекты обеспечивают диверсификацию экономики округа, позволяют увеличить налоговые поступления в бюджет, создать новые рабочие места, а также максимально использовать местное углеводородное сырьё.

Россия характеризуется расширенным потребительским рынком шин. Экономисты прослеживают закономерную тенденцию роста показателей отрасли по производству шин в зависимости от развития автомобильного рынка. Рынок шин имеет меньшую волатильность по сравнению с автомобильным производством, так как шины необходимы не только для производства новых автомобилей, но и для обслуживания существующего парка, соответственно, развитие рынка шин является более устойчивым и поступательным [2].

В стране действуют как отечественные производители шин, так и иностранные, раз-

местившие в ряде регионов локализованные производства. Крупные производства сосредоточены в основном в трех регионах: Приволжском, Северо-Западном и Центральном. В России выпускают преимущественно легковые и легко-грузовые шины, грузовые и троллейбусные – около 15 %, специального назначения – не более 5 %. Выпуск российских шин не покрывает внутренние потребности страны, в связи с чем импортируется от 30 до 50 % шин. Основным поставщиком на наш рынок является Китай, обеспечивающий почти половину объема импортной продукции в натуральном выражении [3].

Доля импортных поставок синтетических каучуков тоже остается весьма существенной (11-13 % от общего объема рынка). Укфдysvb поставщиками синтетических каучуков является Германия и Корея.

Следовательно, в обеих отраслях существует значительный потенциал импортозамещения и роста внутреннего производства. Важно иметь в виду, что шины, покрышки и камеры входят в перечень промышленных товаров, закупка которых для государственных и муниципальных нужд, а также для нужд обороны России и безопасности государства должна осуществляться только из стран ЕАЭС – России, Белоруссии, Казахстана, Армении и Киргизии [4]. Таким образом, развитие производства шин в ХМАО – Югре соответствует основным стратегическим направлениям обеспечения экономической безопасности Российской Федерации.

Завод по производству шин – это высокотехнологичное производство. Изготовление шин состоит из нескольких этапов: выпуск резиновой ленты, каркаса, брекера, боковых ча-

стей, сборка шины, вулканизация, формирование рельефа протектора и контроль качества.

Синтетический каучук получают путем углубленной переработки нефти или попутных продуктов нефтедобычи.

Вероятно, в номенклатуру шин будет полезно внести и шины специального назначения высокой проходимости с регулируемым внутренним давлением для военной автомобильной техники и шины для автомобилей многоцелевого назначения.

Проект предприятий должен предусматривать наиболее экологичные и безопасные линии производства.

Производство шин (или совместное производство с синтетическим каучуком) рационально разместить в городе Сургуте Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, где сосредоточены специальные ресурсы – факторы производства [5]. Сургут занимает выгодное экономическое, транспортное и географическое положение: обеспечен близостью углеводородного сырья лицензионных участков ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «НГК «Славнефть», развиты инженерная инфраструктура, водный, железнодорожный транспорт, город обеспечен энергетическими мощностями «Сургутская ГРЭС-1», «Сургутская ГРЭС-2» и водными ресурсами, необходимыми в большом количестве для технологического цикла предприятий.

Город характеризуется высоким трудовым потенциалом, прогнозируется дальнейшее увеличение среднегодовой численности экономически активного населения [6].

Возможные пути инвестиций в производство:

1. Строительство производств на основе государственно-частного партнерства и включение в государственную программу «Стратегия развития химического и нефтехимического комплекса России до 2050 года». В настоящее время действует стратегия до 2030 года [7].

Потенциальным стратегическим инвестором может выступить Volga Group.

2. Инвестиционное соглашение между состоявшейся крупной компанией по производству шин и Правительством Ханты-

Мансийского автономного округа – Югры. Партнерство позволяет получить доступ к передовым технологиям в производстве шин, выпускать более качественную продукцию, увеличить рынки сбыта и возможность конкурировать с другими производителями шин за счет новой технологической продукции.

3. Последующая интеграция нефтяной компании ПАО «Сургутнефтегаз», которая уже имеет опыт переработки нефти на заводе ООО «КИНЕФ» в Ленинградской области. Как правило, процессы интеграции и концентрации производств позволяют повысить производительность и конкурентоспособность выпускаемой продукции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Закон ХМАО – Югры от 26.06.2020 № 59-оз (ред. от 25.03.2021) «О государственной поддержке инвестиционной деятельности, защите и поощрении капиталовложений в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре» (принят Думой Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 25.06.2020). Режим доступа: КонсультантПлюс.

2. Российский рынок автомобильных шин. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prcs.ru/analytics-article/rossijskij-gynok-avtomobilnyh-shin/> (Дата обращения: 28.04.2021).

3. Шинная промышленность России. Итоги 2019 год. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://zavodfoto-livejournal.com.turbopages.org/turbo/zavodfoto.livejournal.com/s/6515882.html> (Дата обращения: 28.04.2021).

4. Постановление Правительства РФ от 30.04.2020 № 616 (ред. от 31.12.2020) «Об установлении запрета на допуск промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для государственных и муниципальных нужд, а также промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, работ (услуг), выполняемых (оказываемых) иностранными лицами, для целей осуществления закупок для нужд обороны страны и безопасности государства». Режим доступа: КонсультантПлюс.

5. Портер Е. Майкл. Конкурентная стратегия: методика анализа отраслей и конкурентов/ Майкл Е. Портер; Пер. с англ. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2005. – 454 с.

6. Постановление Администрации города Сургута от 28.10.2020 № 7718 «О прогнозе социально-экономического развития муниципального образования городской округ город Сургут Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 2021 год и на плановый период 2022 – 2023 годов». Режим доступа: КонсультантПлюс.

7. Приказ Минпромторга России № 651, Минэнерго России № 172 от 08.04.2014 (ред. от 14.01.2016) «Об утверждении Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года». Режим доступа: КонсультантПлюс.

ЧУВСТВОВАТЬ СЕБЯ ЖИВЫМ...

С.А. Алёшин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана»)

Мы летаем! И не только летаем. Мы покорили все жизненные среды — водную, наземную, воздушную. Снегоходы, воздушные и водные суда — это все наша стихия.

Наша работа в полях связана с поиском экологических проблем. Мы летаем на старые геологоразведочные скважины. Это не так просто. Эти скважины построены очень много лет назад, многие из них уже заросли полностью и их трудно найти, как и трудно найти к ним пути подхода. Когда мы едем на снегоходах, заранее по снимкам ищем трассы, как к ним проехать. Иногда это 100 км и добираться нужно три дня. Ехать необходимо минимум двумя снегоходами, так как если что-то случится с одним, то можно вернуться на втором. Это все очень опасно. Иногда приходится пробираться по замершим рекам, где бывают промоины, поэтому подстраховка очень важна.

Наша техника безопасности, в первую очередь, заключается не в знании инструкции, а в жизненном опыте. Мы знаем, как это делается, сколько нужно людей. Тоже самое и на вертолете.

Это только кажется просто, что ты прилетел, высадился на некую подготовленную вертолетную площадку. Да, она там была, но это было 30 лет назад, она уже сгнила и заросла, а на сами скважины ходят лоси и медведи лизать соль. Мы наблюдали вокруг целые тропы и лосинные дороги. Иногда это помет медведей и маленькие медвежата скулят в кустах.

Скважины самые разные. Иногда стоит вышка с тросами и необходимо аккуратно садиться. Или скважина расползается на самом берегу водоема. Был случай, когда мы селись вертолетом в режиме «подвисания» с касанием одного переднего колеса берега, а двумя други-



ми он висел над водой. Что значит режим «подвисания»? Мы никогда не садимся на твердую площадку, как правило, вертолет плюхается брюхом на болото, а винты продолжают работать, иначе он завалится. Это опасно. За все время их никто ни разу не глушил.

Очень сложная работа командира корабля. Мы всегда с ним пытаемся установить очень хорошие отношения и объяснить, как и что нам необходимо сделать. Очень сложно психологически. Так как некоторые из них трусят и откровенно отказываются. Для этого предварительно мы с ними проводим очень большую беседу, рассказывая об их предшественниках, которые это выполняли. Подбадриваем, говоря: «Вы это сделаете! Вы лучшие в своем отряде!». И они тогда сдаются. Бывают откровенные мастера, уникальные специалисты. Вспомню одного из них. Это был повелитель воздушного пространства! Он нам показал особый прием и только он им владел из десятка командиров кораблей. Обычно вертолетчики кружат, выбирают ракурс, делают облет до трех кругов, тянут время, очень медленно садятся, выверяя каждый сантиметр. А в этот момент бортмеханик весит из открытого проема и смотрит, чтобы не задеть винтами поросли, иначе будет авиационное происшествие. Кстати, они у нас были. Были порублены винты, так что пришлось привозить их из другого города. Командира корабля тогда оштрафовали. Все бывает, это жизнь. Вообще посадка очень опасна, так как даже малые деревья при сломе могут пробить баки, которые находятся у основания вертолета. Столь много нюансов...

Вернусь. Этот человек, повелитель воздушного пространства, умудрялся с огромной скоростью снижаться, создавая воздушную подушку и только в последний момент приостанавливался, и потоки воздуха его поддерживали и стабилизировали. Какой расчет, какой глазомер и какая уверенность! Этот человек произвел на нас неизгладимое впечатление. Ровный, спокойный, по-мужски выдержанный, он вызывал бесконечное уважение и признание.

В этой среде мы встречали разных людей, даже были девушки пилоты. И был случай, когда командир отряда вторым пилотом прак-

тиковал женщину. Женщину изумительной красоты. Но, к сожалению, женщины не способны садиться в экстремальной обстановке. Этот полет был мучителен для нас. Так как ей, в первую очередь, показывали, как не надо делать. А на самом деле пилоты делают не как не надо, а как нам надо. Этот полет нам запомнился низкой результативностью.

Зачастую вертолет ждет нас около часа, все это время он молотит и это очень дорого, но выхода нет. В 50-ти % случаев мы не садимся на вертолетную площадку, а бежим до объекта исследования. Этот час уходит, чтобы добежать, сделать свою работу и вернуться.

Бывают и сладкие минуты. Когда высаживаешься, убегаешь из-под шума винтов в глубь тайги, наступает блаженная тишина. Ты идешь и никого нет, только приятная тишина и где-то вдаль слегка слышен вертолет. Никто тебя не беспокоит. Ты находишься в глубоком душевном равновесии. Возвращаясь, наступает равновесие другого рода...

Наш боевой друг Юрий Васильевич Пьянков никогда не теряет присутствие боевого духа. Как-то мы сели на настоящее болото, с зыбью. Это только в кино зыбь засасывает, на самом деле это достаточно безопасно. Бежишь по ней, она трясется. Я остался в тот раз у вертолета, рубил деревья и замыкал группу, страховал ее. Когда Юрий Васильевич возвращался обратно, он рухнул в самую настоящую речку. Мы тогда не знали, что там была неширокая таежная речка, глубиной около 2 м. Предполагалось, что это простая вытянутая лужа, дело же было весной. Рухнул в нее и плывет, смеется. Мы воспринимаем все через призму радости жизни, как драйв. Хорошо, что у нас оборудование водостойчивое.

Возвращаясь к полевой работе, она у нас многогранная. Помимо использования вертолетов и снегоходов, необходимо еще обследовать водоемы. И это тоже интересная работа. Наш катер с эхолотом обследует глубины, ищет затонувшие предметы, на берегу мы ищем экологические нарушения, свалки, все это нужно описать, предоставив информацию Депнедра. И это непростая работа, так как необходимо иметь твердую руку, хорошо управлять судном,



ПУБЛИЦИСТИКА



поскольку приходится прокладывать курс, галс.

Человек живет только тогда, когда чувствует себя живым. Когда он сталкивается с основными базисными элементами природы. Базисные элементы — это земля — твердость, надежность; вода — это текучесть, непостоянство; воздух — демонстрирует движение, силу и пространство. Все это манифестирует основу нашего ума, которая ничем не загрязнена и это основа всех наших мыслей, эмоций, действий. Еще один элемент — огонь, который мы любим вечером под дружескую уху. Огонь — это эмоции. Человек без огня, — это же искусственная жизнь, виртуальная. Мы экологи любим живую жизнь, живой запах, пусть это будет запах торфа, солянки, но это живой запах, а не синтезируемые польские ароматы.

Если концентрироваться только на карьере, материальных успехах (хотя материальная составляющая очень важна, не отрицаем), мы можем стать очень жесткими, каменными и в конце концов несчастливими. А можем стать мифической птицей Гарудой, у которой клюв из метеоритного железа, острые когти, она

разрывает наши дурные мысли, которым мы иногда следуем. Мыслям обид, зависти, соперничества, отвержения. Мысли это всего лишь цветное мелькание на экране нашего ума, а мы им придаем очень большое значение. А значения придавать не надо. Почему? Потому что все в нашем мире это восприятие. И все события каждый оценивает по-разному. Чем меньше мы придаем значения нашим мыслям, тем нам легче и наступает момент счастья.

Чтобы быть умными и добрыми, нужно быть сильными и ловкими. Так вот прямо призываю всех бегать, ходить, прыгать! Потому что наше тело быстро меняется, если мы сидим только в помещении, то становимся очень тяжелыми, даже умом. Если наши мышцы работают, мы готовы к физическим испытаниям, тогда мы молоды и умом. Это моему телу 62, а на самом деле я молодой, я шустрый, я пронырливый. И могу сказать — мне 27 лет. Все дело только в уме. Возраст воспринимаешь адекватно, конечно, в 62 года ты не будешь делать пирсинг и красить волосы, но живость реакции и физическая активность — это же замечательно!



Слева направо: Ю.В. Пьянков, Г.А. Алёшин, Ю.В. Казанцев, В.А. Пуртов, С.А. Алёшин

