

## Применение новых методических подходов для увеличения рентабельности добычи базового фонда скважин в условиях низкой стоимости нефти на мировом рынке

Application of new methodical approaches to increasing the profitability of production of the base well stock in conditions of low oil prices on the world market

A.V. Fomkin<sup>1</sup>, A.M. Petrakov<sup>1</sup>, E.N. Baikova<sup>1</sup>, R.R. Rayanov<sup>1</sup>, M.A. Kuznetsov<sup>2</sup>, S.M. Ishkinov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>VNIIneft JSC, RF, Moscow

<sup>2</sup>Gazpromneft-Noyabrskneftegas LLC, RF, Noyabrsk

<sup>3</sup>Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

E-mail: RRayanov@vniineft.ru, E Baikova@vniineft.ru

**Keywords:** system-targeted impact on the reservoir, profitability of production, cost of oil, net income, reduction of OPEX, energy consumption, leveling injection profile of wells, non-stationary waterflooding, physicochemical EOR methods, additional oil production, increase in recoverable reserves, reduction of associated water production, reduction of unproductive injection of water

In the context of the reduction in oil production under the OPEC agreement and the decrease in the cost of oil on the world market, possibly for a long-term period, one of the main strategic tasks of the Russian oil and gas industry is to increase the profitability of operating the base well stock in brownfields by reducing of oil production cost. Decrease in oil production, increase in water cut in well production, decrease in reservoir pressure require an increase in the cost of electric energy for lifting fluid, oil gathering and processing, and injection of produced water. The energy costs of the brownfields can be up to 50–60 % of all OPEX for oil production. A promising direction for increasing profitability are low-cost measures aimed at decline volumes of produced water and reducing energy consumption with a simultaneous increase in additional oil production and residual recoverable reserves.

The article discusses the results of applying technologies to increase the efficiency of operating the base well stock using the example of PJSC Slavneft-Megionneftegaz. Slavneft-Megionneftegas PJSC has performed 2,364 well operations of leveling injection profile of wells using 27 different technologies under the principles of a systematic approach since 2006. At 338 injection well sites works on non-stationary waterflooding was carried out. The additional oil production after leveling injection profile's well treatment is more than one thousand tons per well, the percentage of success of these works is about 90%. The cumulative additional oil production as of March 1, 2020 amounted to 2.7 mln tons, the decrease in produced water - 14.1 mln tons, unproductive injection of water decreased by 20.4 mln m<sup>3</sup>; the accumulated net income of the subsoil user exceeded 4.5 bln rubles.

According to VNIIneft, in the current conditions of OPEC oil production decline and low oil prices, the cost of additional oil production from the leveling injection profile's well treatment is about \$ 2.1–2.5 per barrel, which is about 2.7 times lower than the cost of basic production without this works. The proposed approaches have great relevance, high resistance to risk factors, cost-effective and have great potential for further replication in the Western Siberia's fields and the whole of Russia with aim to ensure financial stability in a worsening macroeconomic conditions.

Возрастающая конкуренция в нефтегазовом секторе, вызванная дефицитом энергоресурсов, сокращением объемов добычи нефти в рамках соглашения стран-членов ОПЕК, а также снижением стоимости нефти на мировом рынке, возможно, на долгосрочный период, обуславливает необходимость повышения эффективности деятельности нефтегазовых компаний. В данных условиях актуальными становятся не вопросы наращивания добычи нефти за счет массового применения дорогостоящих технологий бурения, гидроразрыва пласта (ГРП), зарезки бо-

А.В. Фомкин<sup>1</sup>, К.Т.Н.,  
А.М. Петраков<sup>1</sup>, Д.Т.Н.,  
Е.Н. Байкова<sup>1</sup>, К.Г.-М.Н.,  
Р.Р. Раянов<sup>1</sup>, К.Т.Н.,  
М.А. Кузнецов<sup>2</sup>,  
С.М. Ишкинов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>АО «ВНИИнефть»

<sup>2</sup>АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

<sup>3</sup>ПАО «Газпром нефть»

Адреса для связи: RRayanov@vniineft.ru,  
E Baikova@vniineft.ru

**Ключевые слова:** системно-адресное воздействие на пласт, рентабельность добычи, стоимость нефти, чистый доход, снижение себестоимости добычи нефти, энергозатраты, выравнивание профиля приемистости (ВПП), нестационарное заводнение, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН), дополнительная добыча нефти, пророст извлекаемых запасов, сокращение объема попутно добываемой воды, сокращение непроизводительной закачки

DOI: 10.24887/0028-2448-2020-6-22-26

ковых стволов и других, а вопросы стабилизации и увеличения рентабельности базовой добычи разрабатываемых месторождений в результате снижения себестоимости добычи нефти. Для решения этих вопросов актуальным становится обоснование необходимости реализации физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и нестационарного воздействия, которые являются одними из основных направлений повышения рентабельности эксплуатации базового фонда скважин и эффективности нефтяной отрасли России.

В данной статье представлены результаты применения указанных технологий на одном из активов ПАО «Газпром нефть». Показано, что их дальнейшее развитие актуально и имеет стратегический потенциал снижения себестоимости добычи нефти и рациональной разработки.

### Себестоимость добычи нефти в России

В различных работах себестоимость добычи российской нефти варьируется от 3 до 40 долл/баррель [1–4]. В связи с этим необходимо сформулировать значение термина «себестоимость нефти» и определить, какие

основные факторы на нее влияют и применяются в финансовой отчетности российских нефтяных компаний.

Полная себестоимость нефти – совокупность некапитальных вложений, связанных с обеспечением текущей деятельности, а не с инвестициями в будущее. Данные затраты нефтяных компаний являются повседневными при добыче нефти и ее доставке до конечного потребителя. С точки зрения отчетности некапитальные вложения выступают в качестве расходов в том периоде, в котором возникли, и уменьшают чистую прибыль этого периода.

Совокупность некапитальных вложений включает следующие расходы.

1. Производственные операционные расходы (operational expenditure – OPEX):

- добыча нефти (lifting costs);
- переработка нефти;
- транспорт до нефтеперерабатывающего завода (НПЗ);
- прочие.

2. Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы, которые включают сбытовые расходы, расходы розничной сети, вознаграждения и оплату труда, социальные выплаты, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги и др.

3. Транспортные расходы, состоящие из затрат на доставку нефти и нефтепродуктов до конечного потребителя, которые подразумевают транспорт по трубопроводу, морской фрахт, железнодорожные перевозки, погрузочно-разгрузочные работы и др.

4. Износ, истощение и амортизация представляют собой истощение нефтегазовых активов, амортизацию прочих основных средств и обесценивание нефтегазовых активов. Рост расходов связан главным образом с реализацией инвестиционных программ на новых месторождениях.

5. Налоги (за исключением налога на прибыль) включают НДС, акцизы, взносы по социальному страхованию, налог на имущество, НДС и др.

6. Доля в прибыли/убытке ассоциированных и совместных предприятий.

7. Прочие доходы/расходы, представленные в первую очередь выбытием и списанием внеоборотных активов.

8. Другие финансовые статьи, в которых на величину прибыли (убытка) от курсовых разниц главным образом влияет переоценка части кредитного портфеля нефтедобывающей компании, выраженного в иностранной валюте.

В противоположность некапитальным вложениям часто рассматривают капитальные вложения (capital expenditure – CAPEX). Различие заключается в том, что CAPEX представляют собой капитальные вложения предприятия на приобретение основных средств (со сроком действия более 1 года) и нематериальных активов, а также на их модернизацию. Это, например, затраты на геолого-разведочные работы (ГРП), бурение, зарезку боковых стволов и углубление скважин, капитальное строительство, покупку оборудования, транспорта и др.

Капитальные инвестиции необходимы компании для наращивания производства, поддержания оптимального уровня маржинальности и в целом обеспече-

ния достаточной прибыльности бизнеса. Упрощенно CAPEX – это долгосрочные инвестиции, направленные на поддержание целевого уровня прибыльности. CAPEX капитализируется на балансе предприятия и списывается в следующие годы постепенно в виде амортизации (пункт 4 некапитальных вложений).

Под себестоимостью добычи нефти подразумевается стоимостное суммарное денежное выражение производственных операционных расходов, которые несут нефтедобывающие компании при добыче нефти. OPEX на добычу углеводородов включают затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи, расходы на оплату труда, горюче-смазочные материалы и электроэнергию, затраты на применение МУН и др. Полная себестоимость и себестоимость добычи рассчитываются по отношению к единице объема или массы добытой нефти.

В частности, формула себестоимости добычи нефти имеет следующий вид:

$$\text{Себестоимость добычи нефти} = \frac{\text{OPEX}(\text{lifting costs})}{Q_n},$$

где OPEX (lifting costs) – производственные операционные расходы на добычу нефти, руб. или долл. США;  $Q_n$  – единица объема или массы добытой нефти, м<sup>3</sup> или т.

По словам Председателя правления ПАО «Газпром нефть» Александра Дюкова, себестоимость добычи нефти в России на разрабатываемых месторождениях составляет в среднем от 3 до 5 долл/баррель [3]. По данным Министерства энергетики России, среднее значение полной себестоимости нефти колеблется от 10 до 25 долл/баррель в зависимости от месторождения, при этом необходимо подчеркнуть, что из указанной суммы от 3 до 10 долл/баррель приходится на операционные затраты, от 5 до 10 долл/баррель – на капитальные вложения, 5 долл/баррель – на транспорт. При разработке новых месторождений, месторождений на арктическом шельфе себестоимость достигает наиболее высоких показателей – не менее 40–50 долл/баррель [1, 2].

В данной статье для оценки применения новых методических подходов к увеличению рентабельности добычи базового фонда скважин анализируются как себестоимость добычи нефти, так и полная себестоимость нефти.

### Необходимость снижения себестоимости добычи нефти в России

На фоне снижения мировых цен на нефтяном рынке одной из основных стратегических задач нефтегазовой отрасли России является повышение рентабельности эксплуатации базового фонда скважин действующих месторождений, которые условно находятся на четвертой стадии разработки. Снижение добычи нефти, рост обводненности продукции скважин, уменьшение пластового давления требуют увеличения затрат электроэнергии для извлечения пластовой жидкости, сбора и подготовки нефти, закачки воды [5–7].

В середине 70-х годов XX века в структуре себестоимости добычи нефти энергетические затраты состав-

ляли 5 %, поскольку обводненность добываемой продукции была небольшой [8]. В настоящее время средняя обводненность составляет примерно 90 %, соответственно водонефтяной фактор (ВНФ) приблизительно равен 10–12. Таким образом, добыча и подготовка 1 т товарной нефти сопровождается подъемом, подготовкой и закачкой обратно в пласт 10–12 т воды. Энергетические затраты по разрабатываемым месторождениям могут составлять до 50–60 % всех ОПЕХ на добычу нефти, большая доля которых затрачивается на подъем, подготовку и закачку воды (рис. 1).



Рис. 1. Распределение операционных затрат на добычу нефти на примере одного из месторождений Западной Сибири

Дополнительным стимулом к повышению рентабельности эксплуатации базового фонда скважин длительно разрабатываемых месторождений являются значительные остаточные запасы нефти и развитая инфраструктура. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) часто не превышает 0,2–0,3; остаточные запасы сосредоточены на участках как с действующими, так и с неработающими скважинами. Инфраструктура, как правило, развитая и стабильно функционирующая с невысокой амортизацией и отсутствием капитальных вложений в бурение, ГРП. Кроме того, имеется достаточно информативная база данных о ранее проведенных гидродинамических и промыслово-геофизических (ПГИ) исследованиях.

В связи с отмеченным перспективным направлением повышения рентабельности разработки данных месторождений является применение в базовом высокообводненном фонде физико-химических МУН, нестационарного заводнения и других малозатратных способов уменьшения объемов добычи попутно извлекаемой воды (снижение энергозатрат) с одновременным приращением дополнительной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов, что уменьшит себестоимость добычи нефти.

#### Результаты применения технологий повышения эффективности базовой добычи на примере месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Добыча нефти в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» на 01.01.20 г. осуществлялась на 29 лицензионных участках Нижневартовского и Сургутского районов. Геолого-физические характеристики и состояние запасов месторождений компании соответствуют сред-

ним показателям месторождений в Западной Сибири. Добыча осуществляется из терригенных пластов групп АВ, БВ, ЮВ (Ач).

Как и на многих месторождениях Западной Сибири, активная добыча легкой нефти в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» сначала осуществлялась из пластов групп АВ и БВ. В настоящее время по пластам групп АВ и БВ доля добычи нефти и жидкости составляет соответственно 57 и 81 % общей добычи (данные до вступления в силу соглашения ОПЕК по ограничению добычи нефти). Существенное превышение добычи жидкости над добычей нефти свидетельствует о высокой обводненности продукции скважин. Пласты рассматриваемых групп характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): проницаемость в среднем составляет  $211,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость – 0,22. Пласты являются неоднородными как по латерали, так и по вертикали, средняя расчлененность равна 5. Характеристика пластов групп АВ и БВ соответствует геолого-физическим и технологическим критериям применимости физико-химических МУН: проницаемость –  $(50–100) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и более, расчлененность – не менее 2, пласт неоднородный, температура не превышает 100 °С, доля остаточных извлекаемых запасов нефти – не менее 15 %, обводненность продукции скважин – 70–98 %, приемистость нагнетательных скважин – более 100 м<sup>3</sup>/сут.

Пласты группы ЮВ вводились в разработку позже, обводненность продукции скважин на данном этапе в среднем невысокая: доля добычи жидкости – 19 % общей добычи по месторождениям компании, нефти – 43 %. Пласты также являются неоднородными как по латерали, так и по вертикали, средняя расчлененность достигает 10, но ФЕС ухудшенные: проницаемость в среднем равна  $17,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость – 0,168. При этом массовое проведение ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах пластов группы ЮВ приводит к преждевременным прорывам закачиваемой воды, что также обуславливает актуальность применения физико-химических МУН.

С 2006 г. АО «ВНИИнефть» ведет научное сопровождение работ по повышению нефтеотдачи пластов с использованием технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) и нестационарного заводнения на объектах ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» на основе системно-адресного воздействия на пласт [9–13]. За это время в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» с применением системного подхода выполнено 2364 скважино-операции по ВПП с использованием 27 различных технологий, испытано более десятка новых технологий применения физико-химических МУН, которые в дальнейшем тиражировались. Работы по нестационарному заводнению проведены на 338 участках. Успешность данных работ составляет около 90 %. Средняя удельная эффективность ВПП превышает 1 тыс. т на скважину. Накопленная дополнительная добыча нефти на 01.03.20 г. составила 2,7 млн т, снижение добычи попутно извлекаемой воды – 14,1 млн т, непроизводительная закачка

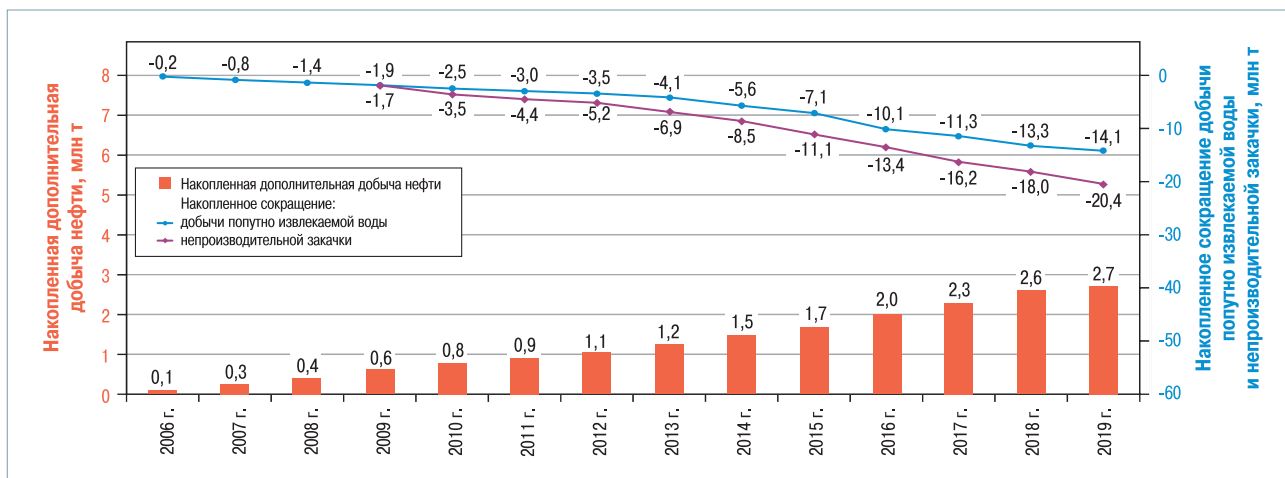


Рис. 2. Динамика показателей технологической эффективности реализации технологий

уменьшилась на 20,4 млн м<sup>3</sup> (рис. 2). В результате проведения работ по повышению нефтеотдачи пластов с применением технологий ВПП и нестационарного заводнения на объектах ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» на основе системно-адресного воздействия на пласт накопленный чистый доход недропользователя, по расчетам АО «ВНИИнефть», превысил 4,5 млрд руб.

Важным показателем успешности выполненных работ является изменение коэффициента охвата пласта по толщине  $K_{охв}$ , который зависит от толщины как закольматированных, так и введенных в работу интервалов пласта (рис. 3). Согласно выполненным в 2014–2018 гг. ПГИ с целью определения профиля приемистости до и после обработки скважины перераспределение интервалов приемистости после проведения ВПП отмечается в 94,2 % ПГИ. После проведения мероприятий по ВПП в результате кольматации высокопроницаемых обводненных прослоев, подключения ранее не дренированных нефтенасыщенных прослоев, перераспределения фильтрационных потоков  $K_{охв}$  изменяется в среднем на 8–12 %.

Среди основных преимуществ технологий ВПП – невысокая стоимость и минимальные технические требования к реализации в скважинах, низкие удельные риски за счет большого охвата действующего базового фонда, возможность оперативной замены/переформирования программ, отсутствие необходимости привлечения бригад текущего и капитального ремонта скважин, а также низкая себестоимость дополнительной добычи 1 т нефти.

Специалистами АО «ВНИИнефть» выполнена оценка снижения себестоимости нефти для случая реализации физико-химических МУН (ВПП) без учета нестационарного заводне-

ния для некоторых месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Актуальным преимуществом системно-адресного воздействия с применением технологий ВПП является более низкая себестоимость дополнительной добычи нефти по сравнению с себестоимостью базовой добычи. По оценке АО «ВНИИнефть», в современных условиях снижения добычи нефти ОПЕК и низких цен на нефть себестоимость дополнительной добычи нефти от ВПП, рассчитанная как отношение затрат к дополнительной добыче, составляет около 2,1–2,5 долл/баррель, что ниже себестоимости базовой добычи без применения ВПП примерно в 2,7 раза.

Полная себестоимость нефти без применения технологий ВПП составляет около 25 долл/баррель [1]. Применение физико-химических МУН (ВПП) на месторождениях ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» позволяет снизить полную себестоимость на 0,5–0,6 % как за счет экономии электроэнергии и вспомогательных материалов, так и за счет дополнительной добычи

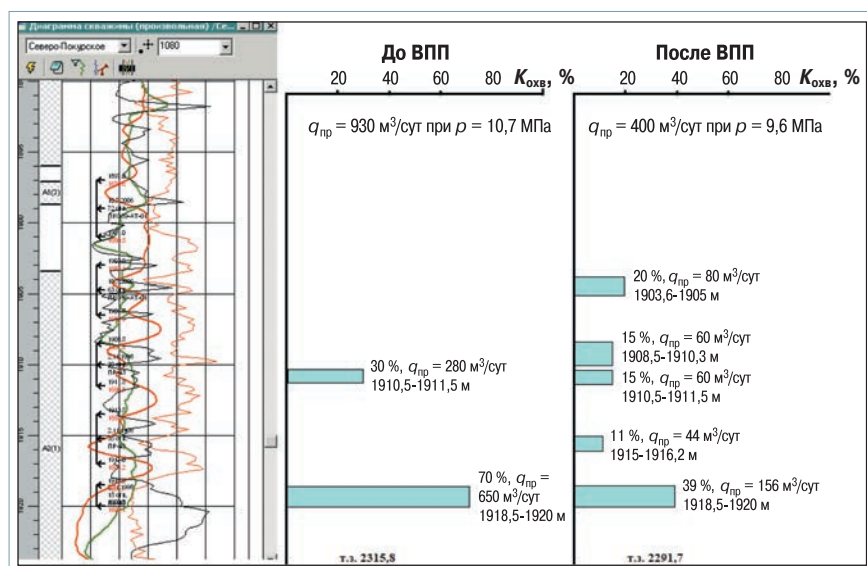


Рис. 3. Пример изменения коэффициента охвата пласта  $K_{охв}$  по результатам проведения ПГИ (определение профиля приемистости) до и после ВПП ( $q_{пр}$  – приемистость,  $p$  – давление)

нефти, что в пересчете на годовую добычу обеспечивает снижение производственных операционных расходов на добычу нефти на 2–2,1 % ежегодно (с 25 до 24,8 долл/баррель).

Кроме очевидных экономических преимуществ применения физико-химических МУН есть и неочевидные: например, снижение темпа роста обводненности продукции добывающих скважин сокращает число высокообводненных скважин и, как следствие, затраты на капитальный ремонт скважин. Адресное проведение физико-химических МУН уменьшает негативное влияние остановок добывающих скважин (в частности, по Соглашению ОПЕК) на разработку, которое выражается в появлении застойных зон и невырабатываемых целиков нефти, приводит к неравномерной выработке запасов. Прирост начальных извлекаемых запасов нефти в результате реализации адресной годовой программы работ по ВПП в 2018 г. в условиях действия Соглашения ОПЕК в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» составил более 10 % по обрабатываемым участкам.

Следует также отметить, что в процессе разработки и эксплуатации залежей оперативное выявление проблемных участков, районов интенсивного обводнения требует безотлагательного применения технологий ВПП. Увеличение числа скважино-операций ВПП за счет реализации оперативных и повторных программ способствует увеличению эффективности годовой производственной программы ВПП и снижению себестоимости добычи нефти.

Накопленный опыт применения физико-химических МУН (ВПП) и нестационарного заводнения на объектах ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» показывает, что в современных условиях снижения добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК и низких цен на нефть предлагаемые мероприятия актуальны, экономически эффективны и имеют огромный потенциал для дальнейшего тиражирования на аналогичных объектах разработки месторождений Западной Сибири и России в целом.

### Список литературы

1. *Вадимова Е.* Лукавство, налоги и методики расчетов: что стоит за цифрами себестоимости добычи в проспекте IPO Saudi Aramco? // Нефть и капитал. – Ноябрь 2019. – <https://oilcapital.ru/article/general/15-11-2019/>
2. *Новак* рассказал о себестоимости добычи нефти в России // РИА новости. – Октябрь 2017. – <https://ria.ru/20171025/1507529919.html>
3. *Эксперты:* добыча нефти в России останется рентабельной даже при цене \$15 за баррель // ТАСС. – Март 2020. – <https://tass.ru/ekonomika/7998817>
4. *Saudi Aramco* манит инвесторов низкой себестоимостью добычи [электронный ресурс] // Россия сегодня: энергетика. – Ноябрь 2019. – <https://lprime.ru/energy/2019113/830544350.html>

5. *Роль* электроэнергетики в бизнесе нефтяных компаний постоянно растет // Энерговектор. – Февраль 2019. – <http://www.energovector.com/strategy-kak-elektrizuet-sya-neft.html>
6. *Ивановский В.Н.* Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – <https://glavteh.ru/энергетика-добычи-нефти-основные-нап/>
7. *Хавкин А.Я., Сорокин А.В.* Энергетическая оценка методов интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 6. – С. 24–25.
8. *Виноградова О.* Экспертиза // Нефтяная вертикаль. – 1998. – № 7–8. – С. 42–43.
9. *Пат. № 2513787 РФ.* Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия / Д.Ю. Крянев, С.А. Жданов, А.М. Петраков; заявитель и патентообладатель ОАО «ВНИИнефть». – № 201244091/03; заявл. 17.10.12; опубл. 20.04.14.
10. *РД 39-0147035-254-88Р.* Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза. – М.–Тюмень–Нижневартовск: ВНИИ, 1988. – 236 с.
11. *Свидетельство РФ* о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019660578. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт (ПО «СВП») / А.В. Фомкин, А.М. Петраков, Р.Р. Раянов, Е.Н. Байкова, А.К. Подольский, В.В. Галушко; правообладатель АО «ВНИИнефть». – № 2019619545; заявл. 31.07.19; опубл. 08.08.19.
12. *Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт / А.В. Фомкин, А.М. Петраков, Р.Р. Раянов [и др.]* // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 03. – С. 102–106.
13. *10 лет эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи.* Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия / А.М. Петраков, Е.Н. Байкова, Р.Р. Раянов [и др.] // Тезисы доклада XVIII научно-практической конференции месторождений ТРИЗ. – Тюмень, 18–20 сентября 2018 г. – М.: Нефтяное хозяйство, 2018. – 23 с.

### References

1. *Vadimova E., Cunning, taxes and calculation methods: what is behind the figures for production costs in IPO Saudi Aramco?* (In Russ.), *Neft' i kapital*, 2019, URL: <https://oilcapital.ru/article/general/15-11-2019/>
2. URL: <https://ria.ru/20171025/1507529919.html>
3. URL: <https://tass.ru/ekonomika/7998817>
4. URL: <https://lprime.ru/energy/2019113/830544350.html>
5. URL: <http://www.energovector.com/strategy-kak-elektrizuet-sya-neft.html>
6. *Ivanovskiy V.N., Energy of oil production: the main directions of energy consumption optimization* (In Russ.), *Inzhenernaya praktika*, 2011, no. 6.
7. *Khavkin A.Ya., Sorokin A.V., Energy assessment of oil production intensification methods* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo=Oil Industry*, 1999, no. 6, pp. 24–25.
8. *Vinogradova O., Expertise* (In Russ.), *Neftyanaya vertikal'*, 1998, no. 7–8, pp. 42–43.
9. Patent no. 2513787 RF, *Method for oil deposit development based on system address action*, Inventors: Krjanev D.Ju., Zhdanov S.A., Petrakov A.M.
10. RD 39-0147035-254-88R, *Rukovodstvo po primeneniyu sistemnoy tekhnologii vozdeystviya na neftnyane plasty mestorozhdeniy Glavtyumenneftegaza* (Guidance on the application of systemic technology for influencing oil strata of Glavtyumenneftegaz fields), Moscow – Tyumen – Nizhnevartovsk, VNII, 1988, 236 p.
11. Certificate of the Russian Federation on state registration of a computer program no. 2019660578, PC SVP.
12. *Fomkin A.V., Petrakov A.M., Rayanov R.R. et al., Software for the system technology of reservoir stimulation* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2019, no. 3, pp. 102–106.
13. *10 let effektivnogo sotrudnichestva nauki i proizvodstva v sfere uvelicheniya nefteotdachi. Perspektivy novogo urovnya otraslevogo vzaimodeystviya* (10 years of effective cooperation between science and production in the field of enhanced oil recovery. Prospects for a new level of industry interaction), Proceedings of XVIII scientific and practical conference of deposits with hard-to-recover reserves, Tyumen, 18–20 of September 2018, Moscow: Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2018, 23 p.