



УДК 622.276

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ

### ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF APPLYING METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY AT AN OIL FIELD WITH A COMPLEX GEOLOGICAL STRUCTURE

**Петрушин Евгений Олегович**

начальник крупного нефтепромысла № 4  
ООО «ННК – Северная нефть»  
eopetrushin@yahoo.com

**Григулецкий Владимир Георгиевич**

доктор технических наук,  
профессор,  
заведующий кафедрой высшей математики  
Кубанский государственный аграрный университет  
имени И.Т. Трубилина  
vgv-tnc@mail.ru

**Аннотация.** В настоящее время разрабатываются и эксплуатируются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, которые приурочены к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчленённым коллекторам. Несмотря на высокое развитие техники и технологий добычи нефти, средняя нефтеотдача в России не превышает 40 %. Следовательно, более половины первоначальных геологических запасов нефти остаются неизвлечёнными. Для повышения нефтеотдачи на месторождениях приходится применять специальные мероприятия по интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. И, как следствие, необходим анализ применяемых технологий. В сложившейся обстановке необходимо выработать методы и методики наиболее эффективных и энергосберегающих технологий добычи нефти с максимальным извлечением запасов углеводородов.

**Ключевые слова:** методы повышения нефтеотдачи пластов; анализ бурения горизонтальных скважин; анализ эффективности ГРП; рекомендации по восстановлению продуктивности скважин; построение модели пласта на основе карты изобар; матрица угловых точек для пласта; модель пласта с расположением добывающих и нагнетательных скважин.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**

Head of the enlarged oil field № 4  
of «NNK – Severnaya neft»  
Limited Liability Company  
eopetrushin@yahoo.com

**Griguletsky Vladimir Georgievich**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor,  
Head of the Department  
of Higher Mathematics,  
Kuban state agrarian university  
named after I.T. Trubilin  
vgv-tnc@mail.ru

**Annotation.** Currently, fields with hard-to-recover oil reserves are being developed and exploited, which are confined to low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dissected reservoirs. Despite the high level of development of oil production techniques and technologies, the average oil recovery in Russia does not exceed 40 %. Consequently, more than half of the initial geological oil reserves remain unrecovered. To increase oil recovery at fields, special measures have to be taken to intensify production and increase oil recovery. And, as a consequence, an analysis of the technologies used is necessary. In the current situation, it is necessary to develop methods and techniques for the most effective and energy-saving oil production technologies with maximum extraction of hydrocarbon reserves.

**Keywords:** methods of enhancing oil recovery; horizontal well drilling analysis; hydraulic fracturing efficiency analysis; recommendations for restoring well productivity; building a reservoir model based on an isobar map; matrix of angular points for the reservoir; reservoir model with the location of production and injection wells.

#### Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое месторождение в административном отношении находится в Сосногорском районе Республики Коми и характеризуется хорошо развитой инфраструктурой. В географическом отношении месторождение расположено в пределах Печорской низменности на водоразделе крупных рек Печоры и её левого притока Ижмы.

В геологоразведочной практике проницаемые пласты индексируются как пласты  $\Phi_1 - \Phi_4$ , которые за исключением нижнего ( $\Phi_1$ ) на месторождении водонасыщены. Нижний продуктивный пласт  $\Phi_1$  литологически представлен преимущественно светло-серыми порово-кавернозными кристаллическими известняками и вторичными доломитами, иногда брекчиевидными, трещиноватыми. В средней части пласта, сложенной плотными, иногда глинистыми известняками, выделяются пропластки листоватых аргиллитов.

#### Характеристика параметров пласта и их неоднородности

Для характеристики параметров пластов и их неоднородности привлечены данные промыслово-геофизических исследований (ГИС), результаты лабораторных исследований керна и корреляции геологического разреза по скважинам.



Разрез продуктивных поддоманиковых пластов на месторождении представлен в основном переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин. Песчаники, слагающие пласты Ів, ІІа, ІІб + ІІІ среднего девона, серые, тёмно-серые до тёмно-коричневых, в зависимости от степени нефтенасыщения, кварцевые, разномелкозернистые (от мелко-среднезернистых до тонко-мелкозернистых), глинистые. Цемент уплотнения – регенерационный, кварцевый, поровый. Песчаники верхнего девона кварцевые, тонко-мелкозернистые, местами алевролитистые, с карбонатно-глинистым цементом. Алевролиты светло-серые, тёмно-зелёные до серых, кварцевые, плотные, с включениями растительного детрита, иприта и тёмно-серых глин. Цемент уплотнения – регенерационный карбонатно-глинисто-кварцевый. Аргиллиты серые до тёмно-серых со значительным содержанием гидроокислов железа, местами песчанистые с включениями растительного детрита и пирита.

Большой диапазон изменения эффективных и нефтенасыщенных толщин свидетельствует о сложном геологическом строении залежей.

Наибольшим значением общей толщины пласта характеризуется залежь ІІІ + ІІб – 47 м, наименьшее значение 3,0 м в пласте Іб, по остальным залежам среднее значение в пределах 6,5–26,8 м.

Средние значения эффективных и нефтенасыщенных толщин по залежам изменяются в пределах от 0,8 м (пласт Іб + Ів) до 7,6 м (пласт ІІа) и 19,6 м (пласты ІІб + ІІІ).

В пределах Ваньюского участка значения нефтенасыщенных толщин по пластам ІІб+ІІІ вдвое ниже таковых по залежи в целом. Наибольшее среднее значение нефтенасыщенной толщины достигает 23,0 м (скважина № 275), наименьшее 2,0 м (скважины № 127 и 142) при среднем 9,2 м. Характеристика толщин Іа пласта Ваньюского участка приведена по 6 скважинам (№ 8, 146, 244, 252, 253 и 336). Значения эффективных и нефтенасыщенных толщин равны и в среднем составляют 1,5 м. Диапазон изменения толщин непроницаемых перемычек, перекрывающих и подстилающих залежи, отмечается в пределах от 0,6 до 16 м. Непосредственно в продуктивной толще залежей, как правило, наблюдается чередование проницаемых и плотных прослоев при толщине непроницаемых разделов от 0,5 м до 5 м.

Залежи терригенного комплекса характеризуются примерно одинаковой расчленённостью, представлены двумя песчано-алевролитовыми прослоями, разделёнными 1,5–4,0 м глинистыми перемычками. Исключением являются отдельные участки залежи ІІІ + ІІб пласта, в которых число прослоев достигает 12 (скважины № 29, 171, 250, 263, 268, 272, 283, 308, 318/2 и 348). Причём коллекторы в них плохо выдержаны по площади, неоднородны и прерывисты вследствие замещения непроницаемыми породами.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю песчаного пласта в продуктивной толще, наглядно отражает его неоднородность. Наибольшее среднее значение коэффициента песчанистости равно 0,71 в пределах залежей ІІІ+ІІб, наименьшее – 0,14 по пласту Іа (Ванью).

В распределении эффективных толщин карбонатных коллекторов пласта Ф2 наблюдается общая закономерность, обусловленная структурным положением отдельных блоков залежи с максимальными толщинами в своде структуры. Так, в центральной её части эффективные толщины достигают 30-50 % общей толщины продуктивной части толщи, в то время как в восточной, наиболее обширной по площади части залежи, отмечается значительное сокращение числа и толщины проницаемых разностей в толще пластового резервуара (до 20 %). Толщина отдельных проницаемых пластов и зон коллекторов в центральной части залежи достигает 20–30 м и более, в периклинальной, в основном, составляет 3-5 м, редко 7–9 м. Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина составила 6,2 м. Коэффициент гранулярности изменяется от 0,01 до 0,71 при среднем значении 0,24. Число прослоев по пласту колеблется от 1 до 6.

По пласту Ф<sub>1</sub> из общей (6–25 м) его толщины эффективные толщины редко достигают 10-11 м, обычно составляя 5–6 м. Какой-либо закономерности в их распределении по площади залежи не наблюдается, хотя и отмечается некоторое сгущение изопахит в центральной части площади. Коэффициент гранулярности изменяется в широких пределах от 0,16 до 0,91, в среднем составляя 0,46. Расчленённость по пласту равна 2 (количество прослоев варьирует от 1 до 4).

Пласт Ф<sub>0</sub> имеет среднюю общую толщину 44,5 м, перекрывается мощной (40–60 м) глинисто-карбонатной практически непроницаемой толщей плотных глинистых пород. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в широких пределах, в среднем составляя 8,75 м. Максимальные их значения – во внутриконтурной зоне свода структуры. Коэффициент гранулярности в среднем равен 0,43, коэффициент расчленённости – 6,72. Количество прослоев по пласту Ф<sub>0</sub> изменяется от 1 до 16.

#### **Состав и свойства продуктивных пластов**

Определение коллекторских свойств пластов (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности) проводилось по керновым и промыслово-геофизическим материалам.

По залежам в терригенных отложениях значения пористости по керну изменяются в широком диапазоне.

Пористость проницаемых песчаников пластов ІІІ+ІІб по керну изменяется от 10 до 27 % и в среднем по 401 образцу составляет 16,5 %. Наиболее часто встречаются образцы в интервале открытой пористости 14–20 %.



Среднеарифметическое значение пористости нефтенасыщенных песчаников пласта III по 25 скважинам (175 определений) составило 17,1 % при колебании от 12,9–20,9 %. Пористость по пласту IIб по 20 скважинам (164 определения) составила 16,7 % при колебании от 11,6 до 19,6 %. Среднее значение пористости пласта IIа по 10 скважинам (29 определений) составило 14,4 % при колебании от 10,7 до 18,9 %. Нефтенасыщенные песчаники пласта Iв представлены керном по одной скважине. По двум определениям пористость колеблется в пределах 12,0–13,6 % и в среднем составила 13,5. Пласты Ia и Ib охарактеризованы керном в единичных скважинах. По Ib пористость составляет 16,5 %, по Ia пласту – 20 % (по двум образцам). Среднее значение газопроницаемости песчаников III пласта в продуктивной части по 25 скважинам (150 определений) составило 0,39 мкм<sup>2</sup> при колебании от 0,02 до 1,623 мкм<sup>2</sup>, по пласту IIб (20 скважин, 158 определений) составляет 0,345 мкм<sup>2</sup> при изменении от 0,003 до 1,538 мкм<sup>2</sup>. По пластам III+IIб средневзвешенное значение проницаемости равно 0,370 мкм<sup>2</sup> по 308 определениям, что и принято для гидродинамических расчётов.

По 10 скважинам (26 определений) пласта IIа газопроницаемость изменяется от 0,018 до 0,388 мкм<sup>2</sup> при среднем значении 0,15 мкм<sup>2</sup>. По пластам Iв и Ib она составляет 0,101 (скважина № 26) и 0,23 мкм<sup>2</sup>.

При сопоставлении значений пористости и газопроницаемости отмечаются лучшие фильтрационно-емкостные свойства по залежи III + IIб и более низкие по пласту Iв. Водоносная часть всех пластов характеризуется ухудшенными коллекторскими свойствами.

Коэффициент начальной нефтенасыщенности по керну рассчитывается по корреляционной зависимости эффективной и открытой пористости. По данной зависимости начальная нефтенасыщенность пластов характеризуется значениями от 77 до 85,4 %. Наибольшее значение 85,4 % по пласту III, наименьшее 77 % по пласту Iв.

По данным ГИС коэффициент нефтенасыщенности определён по методу сопротивлений и составил: для пласта Ia – 84,2 %, Iв – 80,9 %, IIа – 86,5 %. По остальным залежам он не определён из-за значительного обводнения пластов.

Из нефтенасыщенной части продуктивных пластов Ф0, Ф1 и Ф2 отобрано и исследовано 92 образца пород-коллекторов, из них 86 образцов из пласта Ф0. Поэтому коллекторские свойства пластов Ф1 и Ф2 изучены совершенно недостаточно вследствие ограниченности проходки и низкого выноса керна.

Пористость пород-коллекторов пласта Ф0 по керну изменяется от 11,8 до 24,0 % и составляет в среднем 16,5 %. Наиболее часто (58,1 %) встречаются образцы в интервале открытой пористости 12–18 %. Представительность керна и промыслово-геофизического материала по пласту Ф0 в отличие от других продуктивных пластов карбонатного разреза месторождения позволила с достаточной уверенностью обосновать такие подсчётные параметры как пористость и нефтенасыщенность. С учётом керна определений их значения приняты по ГИС равными соответственно 19 % и 0,64.

Пористость пород-коллекторов пласта Ф1 колеблется от 15,8 до 19,3 % и в среднем составила 17,0 %, а пласта Ф2 по единичному замеру – 14,7 %.

Среднеарифметическое значение газопроницаемости карбонатных коллекторов пласта Ф0 по 8 скважинам (31 определение) составило 0,0108 мкм<sup>2</sup>. По пластам Ф1 и Ф2 определения газопроницаемости и нефтенасыщенности пород-коллекторов отсутствуют, так как эти характеристики по керну не изучены из-за отсутствия нефтенасыщенных образцов пород-коллекторов. В основном керн представлен плотными, низкопористыми, практически непроницаемыми породами.

По результатам гидродинамических исследований скважин значения проницаемости пласта Ф1 изменяются в пределах 0,142–0,454 мкм<sup>2</sup> по кривым продуктивности при среднем значении 0,162 мкм<sup>2</sup>. Однако по ряду технических причин (фонтанные скважины имели открытый забой, период фонтанирования был относительно коротким, большинство скважин сразу оборудованы глубинными насосами), величину проницаемости по гидродинамическим исследованиям можно признать весьма приближённой, и за основу для гидродинамических расчётов брать нельзя.

#### **Нефтегазоносность продуктивных пластов**

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана со среднедевонско-нижнефранским терригенным комплексом (песчаниками койвенского, бийского, омринского, старооскольского и джёрского горизонтов), а также с доманиково-турнейским карбонатным комплексом (карбонатными отложениями елецкого + задонского и усть-печорского горизонтов).

В составе терригенной толщи выделены продуктивные пласты IIб+III, IIа, Iв, Ib и Ia.

Залежь нефти III+IIб продуктивна на всей площади месторождения. Залежь ограничена водо-нефтяным контактом минус 1756–1758 м. Водонефтяная зона составляет около 30 % от площади залежи, ширина её колеблется от 370 м на юге до 1 км на севере. Её размеры 12,2 × 3,3 км. Высота залежи 75 м, глубина залегания 1921 м. Эффективная толщина в скважинах колеблется от 1,6 до 31,0 м. Нефтенасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,8 до 31,0 м, среднее значение 18,0 м. Средневзвешенная по объёму нефтенасыщенная толщина равна 16,1 м.

Залежи пласта III+IIб представлены одним-двумя песчано-алевролитовыми прослоями, разделёнными глинистыми перемычками, лишь отдельные участки пласта имеют число прослоев до 12



(скважина № 318/2). Коэффициенты расчленённости и песчаности соответственно равны 4,1 и 0,76 доли ед.

#### **Анализ текущего состояния разработки месторождения**

Месторождение введено в разработку в 1962 году и на сегодняшний день находится на поздней стадии разработки – характеризуется высокой выработанностью активных извлекаемых запасов – 96,6 %, падением добычи нефти и ростом обводнённости продукции.

На месторождении продолжают разрабатываться залежи нефти в терригенных отложениях среднего и верхнего девона (нижний эксплуатационный объект – пласты III, IIб, IIа, Iв, Iб и Ia) и в карбонатных отложениях верхнего девона (верхний эксплуатационный объект – пласты Ф<sub>2</sub>, Ф<sub>1</sub> и Ф<sub>0</sub>).

С начала эксплуатации добыто 53,040 млн. тонн нефти; 115,331 млн тонн жидкости, 3,949 млрд м<sup>3</sup> газа; закачано 150,198 млн. м<sup>3</sup> воды для поддержания пластового давления или 110,9 % от отбора жидкости в пластовых условиях.

По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин по месторождению составил 129 ед., из них действующий фонд – 107 скважин, из бездействия и консервации введены 5 скважин.

Средний дебит нефти одной скважины по действующему фонду составил 5,1 тонн/сут.; по жидкости – 37,8 тонн/сут. Текущий коэффициент нефтеотдачи достиг 0,449.

Для стабилизации уровня добычи нефти и темпов роста обводнённости по месторождению проведены геолого-технические мероприятия на 28 добывающих и 3 нагнетательных скважинах, эффект от которых составил 19,98 тыс. нефти или 10,2 % от всего годового отбора, в т.ч. от циклического заводнения – 3,12 тыс. тонн.

Разработка залежей, за исключением пластов Ф<sub>2</sub> и Ф<sub>0</sub>, ведётся с поддержанием пластового давления.

Система заводнения по нижнему эксплуатационному объекту – комбинированная, в том числе по пластам III и IIб – приконтурная, по пластам IIа и Iб, Iв – внутриконтурная с переходом на избирательную; по пласту Ф<sub>1</sub> – площадная, избирательная.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин – 38 ед., в т.ч. действующий – 34. Среднесуточная приёмистость одной нагнетательной скважины на конец года составила 92 м<sup>3</sup>/сут.

Нижний эксплуатационный объект является на месторождении основным как по запасам, так и по отборам нефти. По состоянию на 01.01.2024 г. общий пробуренный фонд по залежам нефти нижнего объекта составил 219 скважин. За 2023 год по нижнему объекту извлечено 133,1 тыс. тонн нефти, что на 5,6 тыс. тонн или 4,0 % меньше, чем в предыдущем году. Всего с начала разработки по объекту добыто 47,844 млн тонн нефти или 96,8 % от НИЗ. Текущий коэффициент нефтеотдачи достиг 0,591. Среднегодовая обводнённость продукции выросла по сравнению с 2022 годом на 1,5 % и составила 86,1 %.

Действующий фонд добывающих скважин на конец 2023 года составил 60 скважин, нагнетательных – 19. Весь добывающий фонд механизирован. Средний дебит одной скважины по нефти за 2023 год составил 6,5 тонн/сут., по жидкости – 46,7 тонн/сут.

Всего с начала разработки по объекту закачано 137,234 млн м<sup>3</sup> воды или 118,3 % от отбора жидкости в пластовых условиях, за 2023 год – 527,5 тыс. м<sup>3</sup> или 55 % от отбора жидкости в пластовых условиях.

Текущее пластовое давление на 01.01.2024 г. по залежам объекта:

- по пласту IIа составило 19,4 МПа, что на уровне начального (19,4 МПа);
- по пластам III и IIб составило 19,2 МПа, что на 0,2 МПа ниже начального (19,4 МПа);
- по пластам Iб и Iв составило 18,7 МПа, что на 0,7 МПа ниже начального (19,4 МПа);
- по пласту Ia составило 18,5 МПа, что на 0,9 МПа ниже начального (19,4 МПа).

Верхний эксплуатационный объект находится на третьей стадии разработки.

По состоянию на 01.01.2024 г. общий пробуренный фонд скважин составил 126 ед. Добыча нефти по объекту в 2023 году составила 62,3 тыс. тонн, что на 11,8 тыс. тонн или 23 % больше прошлогоднего показателя. Текущий коэффициент нефтеотдачи составил 0,136. Всего с начала разработки по объекту добыто 5,053 млн тонн нефти или 92,7 % от НИЗ.

Среднегодовая обводнённость составила 87,6 %, при этом уменьшилась по сравнению с 2022 годом на 1,9 %. Весь действующий фонд добывающих скважин на конец года составил 51 ед. Средний дебит одной скважины по нефти равен 3,4 тонн/сут., по жидкости – 27,7 тонн/сут. Текущее пластовое давление на 01.01.2024 г. по залежам объекта (пласты Ф<sub>0</sub>, Ф<sub>1</sub> и Ф<sub>2</sub>) составило 13,6 МПа, что на уровне начального (13,6 МПа).

#### **Сопоставление проектных и фактических показателей разработки**

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по верхнему объекту за 2022 и 2023 гг. приведено в таблице 1.

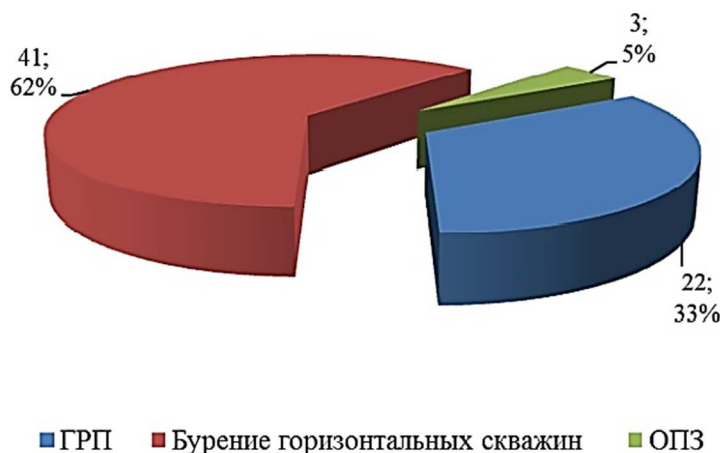


**Таблица 1** – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по верхнему объекту месторождения

Показатели	2022		2023	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс. тонн	49,0	59,7	46,5	61,5
из новых скважин				0,0
механизированным способом	49,0	59,7	46,5	61,5
Расчётная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	51,9	62,3	49,1	59,7
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	49,0	59,7	46,5	61,5
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. тонн	- 2,9	- 2,6	- 2,6	1,8
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	- 5,6	- 4,2	- 5,3	3,1
Выбытие добывающих скважин, ед.	6		6	
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	60	62	54	64
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	51	56	51	59
Фонд механизированных скважин, ед.	51	56	51	59
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	2		1	
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	17	15	13	15
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	12	13	14	13
Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	29,6	28,3	31,7	26,9
Средний дебит переходящих скважин жидкости, тонн/сут.	29,6	28,3	31,7	26,9
Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	90,7	88,9	91,4	88,8
Средняя обводнённость продукции переходящего фонда скважин, %	90,7	88,9	91,4	88,8
Добыча нефти с начала разработки, млн. тонн	5,092	5,113	5,139	5,174
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,465	0,495	0,473	0,502
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,4	93,8	94,3	94,9
Темп отбора от начальных утвержденных извлечения запасов, %	0,9	1,1	0,9	1,1
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	12,0	15,0	9,1	18,2
Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	541	458	550	265
Закачка рабочего агента с начала разработки, млн. м <sup>3</sup>	13,551	13,502	14,101	13,767
Компенсация отбора текущая, %	100	89	100	51
Добыча растворённого газа, млн. м <sup>3</sup>	0,9	1,1	0,9	1,1
Добыча растворённого газа с начала разработки, млн. м <sup>3</sup>	67	67	68	68

**Общие сведения о проведённых мероприятиях**

Применение геолого-технических мероприятий в соответствии с принятым проектным документом запланировано, начиная с 2017 года, включая бурение горизонтальных скважин. Всего на 01.01.2024 г. проведено 66 мероприятий по интенсификации добычи нефти (рис. 1).



**Рисунок 1** – Объёмы работ по интенсификации добычи нефти с 2017 по 2024 гг.

**Анализ бурения горизонтальных скважин**

Фактически на 01.01.2024 г. пробурена 41 горизонтальная скважина. В 2023 году средний дебит горизонтальных скважин по нефти составил 177,9 тонн/сут., по жидкости – 194,7 тонн/сут., обводнён-



ность 8,6 %. Дебиты нефти изменяются от 21,9 (скважина № 292) до 444,9 тонн/сут. (скважина № 296), что свидетельствует о высокой эффективности данной технологии в условиях месторождения. Проектом разработки месторождения предусмотрено бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 450 м. Учитывая значительную неоднородность пластов рассматриваемого месторождения, бурение 37 горизонтальных скважин требует более обоснованного принятия решения по выбору направления горизонтальных стволов по каждой проектной скважине.

**Анализ эффективности ГРП**

За период 2023–2024 гг. на месторождении проведено 22 скважино-операции ГРП (в том числе 2 – многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах). Согласно проведённому анализу (рис. 2 и 3) дебит нефти и жидкости после ГРП существенно увеличился по некоторым скважинам, что говорит о высокой эффективности данного ГТМ в условиях месторождения.

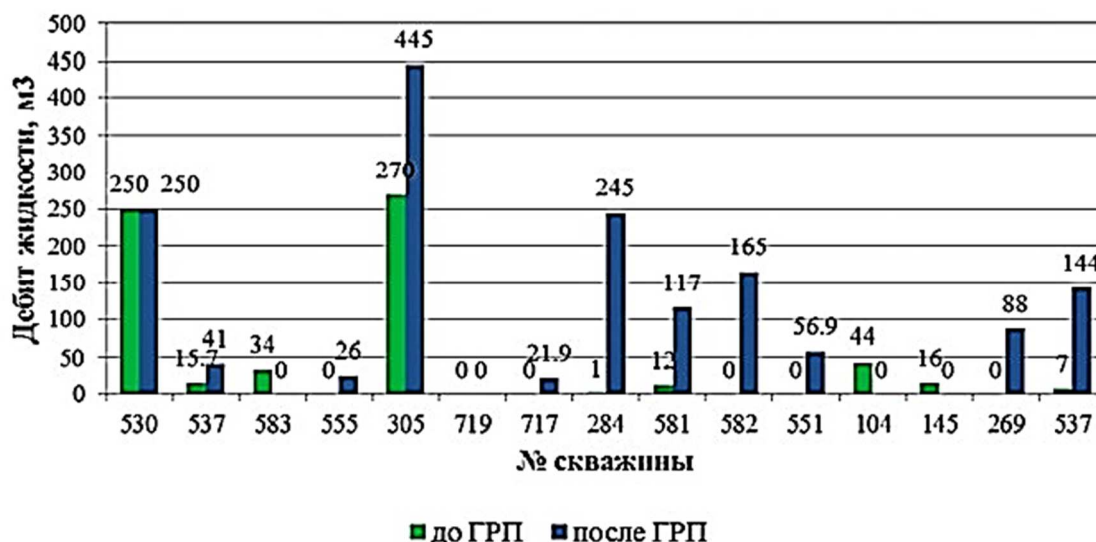


Рисунок 2 – Изменение дебита жидкости до и после проведения ГРП

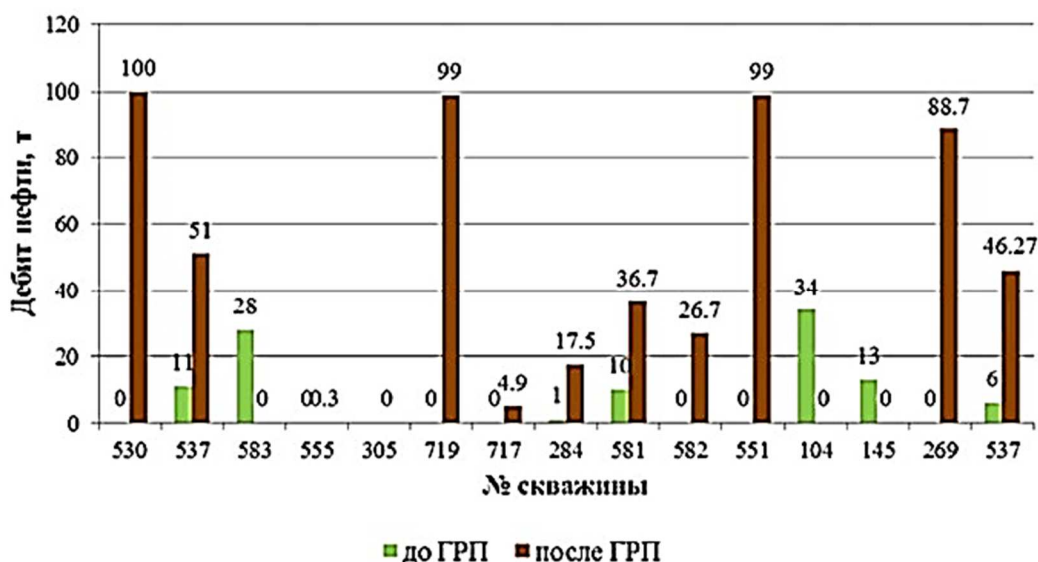


Рисунок 3 – Изменение дебита нефти до и после проведения ГРП

**Рекомендации по восстановлению продуктивности скважин**

Для частичного восстановления первоначальной продуктивности скважин могут быть применены хорошо зарекомендовавшие себя методы:

- солянокислотные и глинокислотные обработки;
- промывки растворами ПАВ;
- применение органических растворителей;
- депрессионные методы.



Для предотвращения прорывов воды по наиболее проницаемым слоям необходимо применение полимерных и гелевых систем. В настоящее время в добывающих нефтяных скважинах проводятся многократные обработки ПЗС с применением закачки горячего конденсата, который добывается вместе с газом газовой шапки скважинами № 15, 18 и 19 с целью восстановления продуктивности скважин при выпадении парафина.

Технология очистки обсадной колонны и НКТ от органических осадков предусматривает заполнение скважины растворителем (конденсатом) в объёме колонны, в интервале которой наблюдается образование осадков. Обычно этот объём составляет около 10 м<sup>3</sup>. После выдерживания на реагировании в течение 4–8 часов скважина переводится на циркуляцию растворителем (2–3 цикла) через затрубное пространство и НКТ. Удаление отработанного раствора производится в специально подготовленную ёмкость или в выкидную линию скважины. При обработке призабойной зоны пласта объём конденсата планируется из расчёта 0,8–1,0 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины пласта. Закачка растворителя осуществляется по колонне НКТ, нижний конец которых устанавливается на уровне нижней отметки интервала перфорации.

Другие геолого-технические мероприятия, включающие применение изолирующих и потокоотклоняющих композиций предусматривались, начиная с 2019 года, но за рассматриваемый период не проводились. Прогноз применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти приведены в таблице 2.

**Таблица 2** – Прогноз применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти

Вид ГТМ	2025	2026	2027	2028	2029	2030–2034	2035–2039	2040–2044	2045–2049	2050–2065	Итого за 2025–2065
	прогноз										
<b>ГРП</b>											
количество проведённых операций	83	113	88	40	3	45	0	0	0	0	372
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	699,1	804,9	764,5	770,9	657,6	1772,5	525,0	159,0	53,7	28,3	6235,6
<b>Горизонтальные скважины</b>											
количество проведённых операций	41	54	42	20	0	17	0	0	0	0	174
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	898,9	1034,8	982,9	991,2	845,5	2278,9	675,0	204,4	69,1	36,4	8017,1
<b>Зарезка боковых стволов</b>											
количество проведённых операций	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Физико-химические методы ОПЗ</b>											
количество проведённых операций	10	16	20	12	12	185	132	89	39	64	579
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	199,8	230,0	218,4	220,3	187,9	506,4	150,0	45,4	15,4	8,1	1781,6
<b>РИР и ВИР</b>											
количество проведённых операций	1	1	2	1	1	5	10	15	15	80	131
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	25,0	28,7	27,3	27,5	23,5	63,3	18,8	5,7	1,9	1,0	222,7
<b>Потокоотклоняющие технологии</b>											
количество проведённых операций	2	2	4	2	2	8	10	10	15	15	70
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	40,0	46,0	43,7	44,1	37,6	101,3	30,0	9,1	3,1	1,6	356,3
Всего дополнительно добытой нефти, тыс. тонн	1862,7	2144,4	2036,8	2054,0	1752,1	4722,5	1398,8	423,6	143,2	75,4	16613,3

Содержание газового конденсата составляет 196,2 г/м<sup>3</sup>, при этом давление начала конденсации равно 22,8 МПа при начальном пластовом 25,4 МПа. Другими словами, при снижении пластового давления ниже 22,8 МПа в пласте начинает выпадать газовый конденсат. Чтобы предотвратить выпадение газового конденсата в пласте и образование конденсатных пробок, необходимо поддерживать пластовое давление в газовой шапке месторождения не ниже давления начала выпадения конденсата. Для поддержания пластового давления в газонасыщенной части пласта и для увеличения коэффициента конденсатоотдачи в проекте предусмотрена реализация сайклинг-процесса (вытеснение жирного пластового газа нагнетаемым сухим газом). В нагнетательных газовых скважинах предусмотрено проведение ГРП для увеличения их приёмности.



### Построение модели пласта в программе Tempest

Для построения модели пласта в модульном программном комплексе для трёхмерного компьютерного моделирования разработки месторождений углеводородов Tempest взята карта изобар месторождения (рис. 4), на которой были разбиты ячейки для создания матриц.

Для нахождения угловых точек и создания цифровой матрицы данных определённого участка рассматриваемого месторождения разобьём структурную карту сеткой 5 × 5 (рис. 5), шаг по x и y составит 130 м.

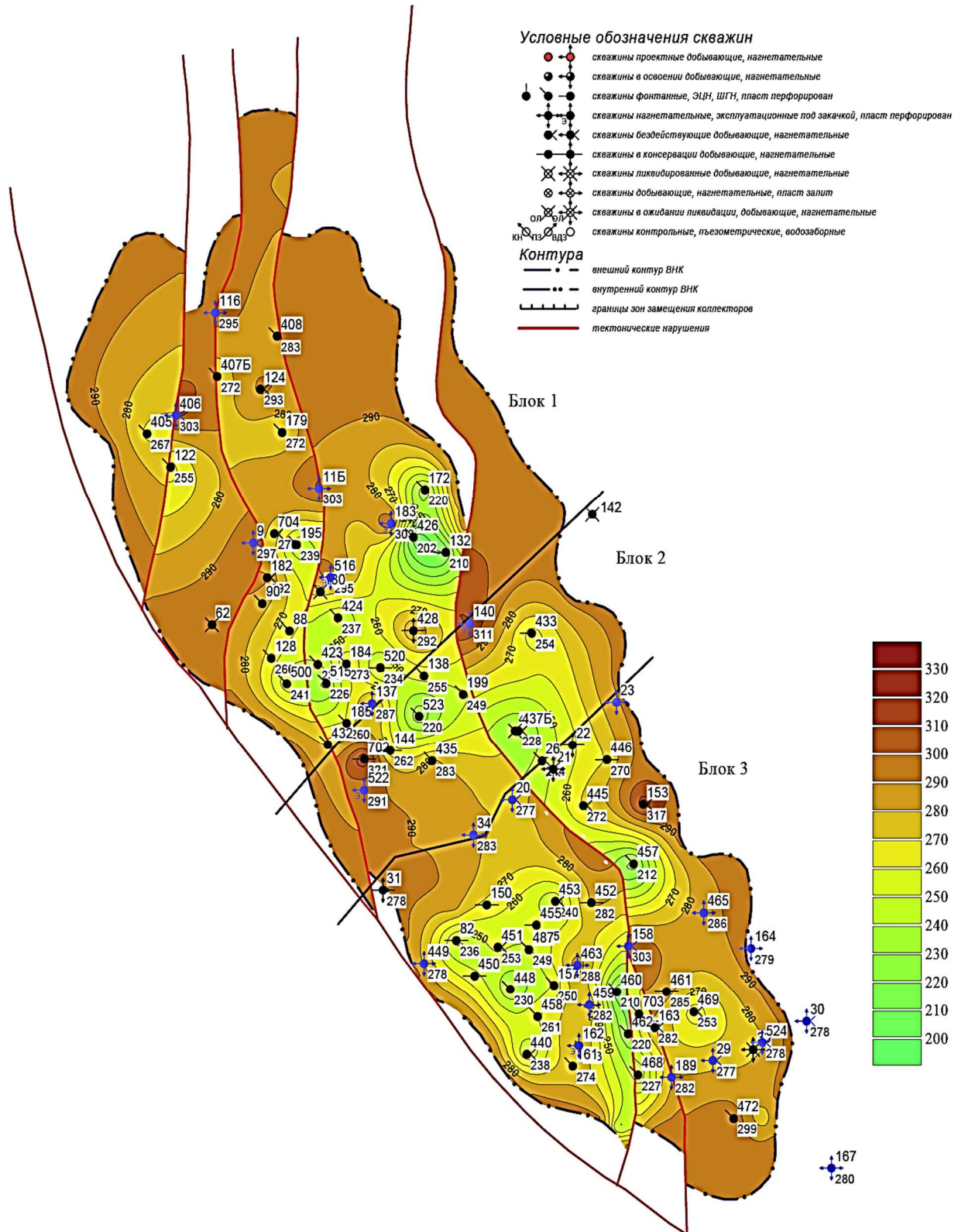


Рисунок 4 – Карта изобар месторождения по состоянию на 01.01.2024 г.

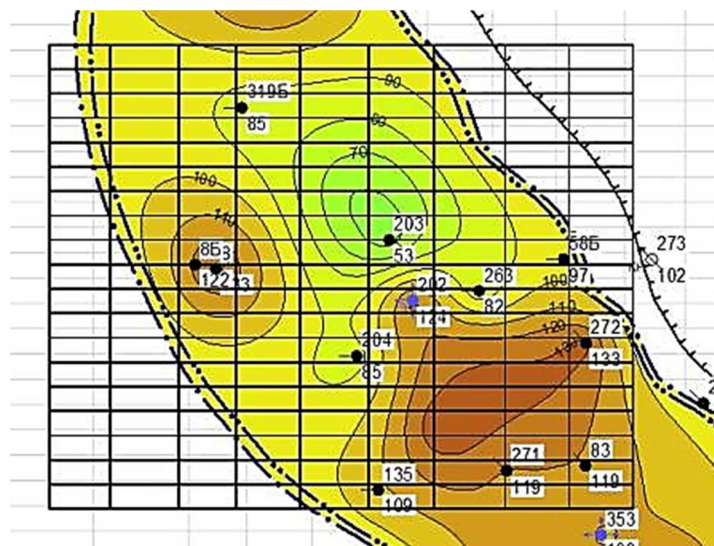


Рисунок 5 – Сетка, в узлах которой будут рассчитываться значения

Далее составлены 2 матрицы угловых точек, которые представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Матрица угловых точек для рассматриваемого месторождения

Матрица угловых точек (верхний слой)									
2283	2283	2283	2282	2282	2279	2279	2280	2280	2285
2268	2257	2257	2216	2216	2219	2219	2233	2233	2261
2268	2257	2257	2216	2216	2219	2219	2233	2233	2261
2260	2253	2253	2225	2225	2255	2255	2272	2272	2278
2260	2253	2253	2225	2225	2255	2255	2272	2272	2278
2250	2281	2281	2282	2282	2284	2284	2276	2276	2277
2250	2281	2281	2282	2282	2284	2284	2276	2276	2277
2241	2287	2287	2261	2261	2266	2266	2276	2276	2280
2241	2287	2287	2261	2261	2266	2266	2276	2276	2280
2249	2257	2257	2236	2236	2252	2252	2271	2276	2280
Матрица угловых точек (нижний слой)									
2483	2483	2483	2482	2482	2479	2479	2480	2480	2485
2468	2457	2457	2416	2416	2419	2419	2433	2433	2461
2468	2457	2457	2416	2416	2419	2419	2433	2433	2461
2460	2453	2453	2425	2425	2455	2455	2472	2472	2478
2460	2453	2453	2425	2425	2455	2455	2472	2472	2478
2450	2481	2481	2482	2482	2484	2484	2476	2476	2477
2450	2481	2481	2482	2482	2484	2484	2476	2476	2477
2441	2487	2487	2461	2461	2466	2466	2476	2476	2480
2441	2487	2487	2461	2461	2466	2466	2476	2476	2480
2449	2457	2457	2436	2436	2452	2452	2471	2476	2480

Далее зададимся в программе Tempest размером сетки, а также шагом по x, y, z – в нашем случае  $x = 130, y = 130, z = 200$ .

Введём матрицу отметок кровли и подошвы пласта (табл. 3), остальные значения, необходимые для построения и расчётов, оставим по умолчанию. Получим следующую модель пласта (рис. 6). В этой модели пласта взяты 9 добывающих скважин для первого режима, затем 3 скважины сменили на нагнетательные для второго режима (рис. 7).

Таким образом, представлена модель пласта нефтяного месторождения со сложным геологическим строением, построенная в программе Tempest на основе имеющихся данных карты изобар. Данная программа обеспечивает повышенную скорость и детальность цикла моделирования, также она имеет расширенные возможности параллельной обработки данных путём выполнения сеточных расчётов. В результате подобного моделирования может быть получен более надёжный прогноз добычи и максимальной производительности пласта.

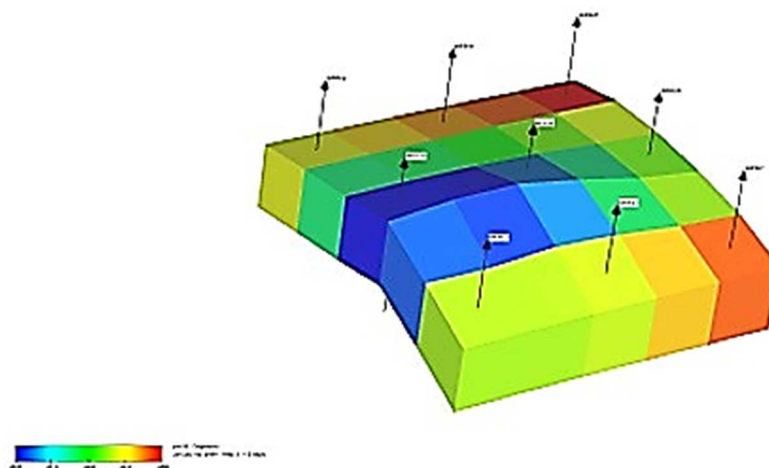


Рисунок 6 – Модель пласта с расположением добывающих скважин

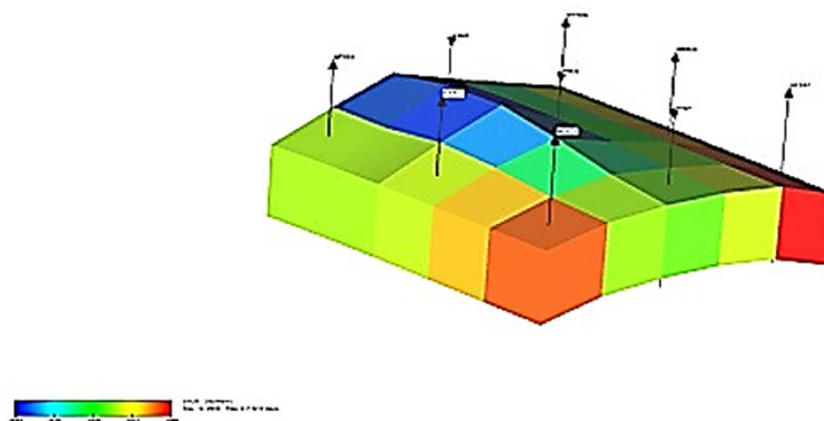


Рисунок 7 – Модель пласта с расположением добывающих и нагнетательных скважин

**Заключение**

В результате проведенного анализа выявлено, что горизонт литологически почти во всех скважинах месторождения представлен двумя пластами песчаников, разделённых между собой алеврито-аргиллитовой перемычкой мощностью до 7 м. Продуктивные пласты месторождения имеют обширные зоны замещения коллектора непроницаемыми породами, что в свою очередь вызывает сложность разработки месторождения. На месторождении реализуются основные проектные решения – месторождение разрабатывается в соответствии с проектом, решения по реализации фонда скважин выполнены на 44,1 %. Добывающий фонд в основном высокодебитный, добыча нефти ведётся механизированным способом. Основными причинами остановки добывающих скважин являются технические причины (46,7 %) и их низкая продуктивность (46,7 %). Для увеличения извлечения остаточных запасов нефти и газа рекомендуется проведение таких мероприятий, как ГРП и бурение горизонтальных скважин. Для восстановления продуктивности призабойной зоны скважин рекомендуется проводить солянокислотные обработки, а также обработки органическими растворителями и ПАВ. Следующим этапом является обработка данных карты изобар месторождения, получение матрицы отметок кровли пласта с помощью программы Excel и дальнейшее моделирование пласта в программе Tempest, включающее расстановку нагнетательных и добывающих скважин.

**Список литературы:**

1. Вотинов А.С. Оптимизация технологии газоразрыва пласта в условиях низкопроницаемого карбонатного объекта  $P_{1ar+k}$  Пашнинского месторождения / А.С. Вотинов, Е.Л. Ракитин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 94–101.
2. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.



3. Жарикова Н.Х. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова, И.Д. Лаптинова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 310–324.
4. Зейгман Ю.В. Лабораторные испытания кислотных составов для обработки скважин с карбонатными и терригенными коллекторами / Ю.В. Зейгман, В.В. Сергеев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 6. – С. 39–45.
5. Зиганшин Р.Ф. Повышение эффективности ГРП в карбонатных отложениях  $P_{1ar+k}$  Пашнинского месторождения Республики Коми / Р.Ф. Зиганшин, Е.Л. Ракитин, Д.В. Новокрещенных // Нефть и газ – 2020: Сборник трудов 74-й Международной молодёжной научной конференции (28 сентября – 04 октября 2020 года, г. Москва). – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 198–205.
6. Зябышев А.К. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском нефтяном месторождении / А.К. Зябышев, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 4. – С. 179–194.
7. Новая методика оценки эффективности технологических решений вскрытия и освоения скважин в процессе бурения / А.Б. Кузнецов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 5(641). – С. 5–15.
8. Мартюшев Д.А. Техничко-экономическая оценка проведения многозонного кислотного гидравлического разрыва пласта на Варандейском месторождении / Д.А. Мартюшев, О.В. Савенок // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 4. – С. 21–29.
9. Миклина О.А. Применение гидравлического разрыва пласта на Пашнинском месторождении / О.А. Миклина, А.Д. Логинова // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции (16–19 апреля 2013 года, г. Ухта) : в 3 ч. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2013. – Ч. 1. – С. 141–145.
10. Петрушин Е.О. Гидродинамические исследования скважин Северо-Харьгаинского месторождения // Новые технологии – нефтегазовому региону: Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (18–22 мая 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2015. – С. 253–256.
11. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин для решения практических задач / Е.О. Петрушин [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 77–88.
12. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕО-ЭКОТЕХ-2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.
13. Петрушин Е.О. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применяемых геолого-технических мероприятий на Южно-Сотчемьюском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 1. – С. 162–174.
14. Петрушин Е.О. Исторические аспекты становления и развития нефтедобывающей отрасли на территории Республики Коми / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 7. – С. 47–53.
15. О взаимосвязи депрессии на пласт и производительности скважин при вскрытии и испытаниях / Р.Е. Стефанов [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 382–394.

#### List of references:

1. Votinov A.S. Optimization of gas fracturing technology in conditions of low-permeable carbonate object  $P_{1ar+k}$  of Pashninskoye field / A.S. Votinov, E.L. Rakitin // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. – 2020. – Vol. 2. – P. 94–101.
2. Griguletskiy V.G. Watering of fields is a fundamental issue of the Russian oil and gas industry today // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
3. Zharikova N.H. Analysis of geological and technical measures at the Beregovoye oil-gas condensate field / N.H. Zharikova, L.G. Kusova, I.D. Laptinova // Science. Technics. Tekhnologii (Polytechnic bulletin). – 2022. – № 4. – P. 310–324.
4. Zeigman Yu.V. Laboratory tests of acid compositions for treatment of wells with carbonate and terrigenous reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.V. Sergeev. Sergeev // Oilfield business. – 2015. – № 6. – P. 39–45.
5. Ziganshin R.F. Improving the efficiency of hydraulic fracturing in carbonate deposits  $P_{1ar+k}$  of the Pashninskoye field of the Komi Republic / R.F. Ziganshin, E.L. Rakitin, D.V. Novokreschennykh // Oil and Gas – 2020: Proceedings of the 74th International Youth Scientific Conference (September 28 – October 04,



2020, Moscow). – М. : Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I.M. Gubkin, 2020. – P. 198–205.

6. Zyabyshev A.K. Analysis of geological and field information for designing of hydrochloric acid treatment of wells at Sredne-Makarikhinskoye oil field / A.K. Zyabyshev, O.V. Savenok // *Science. Technics. Tekhnologii* (Polytechnic bulletin). – 2020. – № 4. – P. 179–194.

7. New methodology for evaluating the efficiency of technological solutions for well opening and development in the process of drilling / A.B. Kuznetsov [et al.] // *Oilfield business*. – 2022. – № 5(641). – P. 5–15.

8. Martyshev D.A. Technical and economic evaluation of the multi-zone acid hydraulic fracturing at Varandey oilfield / D.A. Martyshev, O.V. Savenok // *Neftyanik-Engineer*. – 2020. – № 4. – P. 21–29.

9. Miklina O.A. Application of hydraulic fracturing at the Pashninskoye field / O.A. Miklina, A.D. Loginova // *Collection of scientific papers: proceedings of the scientific and technical conference* (April 16–19, 2013, Ukhta) : in 3 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2013. – Part. 1. – P. 141–145.

10. Petrushin E.O. Hydrodynamic studies of wells of the Severo-Kharyaginskoye field // *New technologies – oil and gas region: Proceedings of the All-Russian with international participation scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists* (May 18–22, 2015, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2015. – P. 253–256.

11. Analysis of application of the methodology for determining the formation parameters from the horizontal wells research data for solving practical problems / E.O. Petrushin [et al.] // *Nauka. Technics. Tekhnologii* (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 77–88.

12. Petrushin E.O. Oilfield studies of flow to horizontal wells and methods of oil and gas production intensification / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, L.G. Kusova // *SEVERGEO-EKOTECH-2021: reports of the XXII International Youth Scientific Conference* (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 476–480.

13. Petrushin E.O. Analysis of the current state of development and efficiency of the applied geological and technical measures at Yuzhno-Sotchemyu oil field // *Nauka. Technics. Tekhnologii* (Polytechnic bulletin). – 2024. – № 1. – P. 162–174.

14. Petrushin E.O. Historical aspects of the formation and development of the oil industry in the Komi Republic / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan // *Bulatov Readings*. – 2020. – Vol. 7. – P. 47–53.

15. About the interrelation of the reservoir underbalance and well productivity during stripping and testing / R.E. Stefanov [et al.] // *Nauka. Technics. Tekhnologii* (Polytechnic bulletin). – 2022. – № 4. – P. 382–394.