

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
И АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
ТАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR THE DESIGN  
AND ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT  
OF THE TASOVSKOYE FIELD**

**Трофименко Даниил Дмитриевич**

старший геолог,  
Управление добычи нефти и газа  
цеха добычи нефти и газа № 3  
ООО «РН-Пурнефтегаз»  
id.yug2016@gmail.com

**Trofimenko Daniil Dmitrievich**

Senior Geologist,  
Oil and Gas Production Department,  
Oil and Gas Production Workshop № 3  
«RN-Purneftegaz» LLC  
id.yug2016@gmail.com

**Аннотация.** В статье приведено геологическое обоснование для проектирования разработки и анализ текущего состояния разработки Тасовского месторождения, по величине извлекаемых запасов которое относится к очень крупным, по геологическому строению – к сложным. Показано, что геологический разрез представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента. Коллекторами являются мелкозернистые алевритистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. По минералогическому составу коллекторы относятся к полимиктовому типу. Основные залежи нефти приурочены к пластам БП<sub>8</sub>, БП<sub>10-11</sub> и БП<sub>14</sub>. Залежи нефти сложнопостроенные, неантиклинальные, литологически экранированные, границами залежей являются линии литологического замещения коллекторов, водоносные и водонефтяные зоны имеют незначительное распространение. Для пластов БП<sub>8</sub>, БП<sub>10-11</sub> и БП<sub>14</sub> Тасовского месторождения характерны низкие значения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

**Annotation.** The article provides a geological rationale for the development design and analysis of the current development status of the Tasovskoye field, which in terms of recoverable reserves is very large, and in terms of geological structure it is complex. It is shown that the geological section is represented by sandy-clay deposits of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover, which are underlain by metamorphosed rocks of the Paleozoic folded basement. Collectors are fine-grained silty sandstones and coarse-grained siltstones. According to the mineralogical composition, the collectors are polymict type. The main oil deposits are confined to the BP<sub>8</sub>, BP<sub>10-11</sub> and BP<sub>14</sub> reservoirs. Oil deposits are complexly constructed, nonantical, lithologically shielded, the boundaries of the deposits are lines of lithological replacement of reservoirs, aquifers and water-oil zones are insignificant. The BP<sub>8</sub>, BP<sub>10-11</sub> and BP<sub>14</sub> formations of the Tasovskoye field are characterized by low values of the filtration and capacity properties of the productive formations.

**Ключевые слова:** геолого-промысловая характеристика месторождения; характеристика геологического строения продуктивных пластов и залежей; анализ текущего состояния разработки; динамика основных показателей добычи; сравнение фактических показателей с проектными; основные проблемы разработки; текущие результаты и стратегия проведения ГТМ.

**Keywords:** geological and field characteristics of the field; characteristics of the geological structure of reservoirs and deposits; analysis of the current state of development; dynamics of key production indicators; comparison of actual indicators with design; main development problems; current results and strategy for the geological and technical measures.

**Географическое расположение**

Тасовское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности в междуречье рек Айваседопур и Пякупур. В административном положении оно расположено в 565 км к юго-востоку от г. Салехард на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области Российской Федерации. Ближайшими населенными пунктами являются: районный центр п. Тарко-Сале, расположенный в 45 км севернее месторождения, посёлки Пурпе и город Губкинский соответственно в 40 и 45 км западнее и г. Ноябрьск в 180 км к юго-западу. Месторождение приурочено к Айваседопуровскому куполовидному поднятию Нурминско-Александровского нефтегазоносного пояса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Вблизи посёлков Тарко-Сале и Пурпе проходит железная дорога Тюмень – Новый Уренгой, действующий газопровод Уренгой – Челябинск – Новополюк проходит в 30 км к юго-западу от Тасовского месторождения, а нефтепроводы Самотлор – Куйбышев, Самотлор – Курган – Уфа – Альметьевск и Самотлор – Александровск – Анжеро-Судженск в 370 км южнее.

Близлежащими нефтяными месторождениями, запасы которых утверждены в ГКЗ являются: Восточно-Таркосалинское, расположенное в 60 км северо-восточнее, Губкинское и Комсомольское, расположенные соответственно в 50 км и 80 км западнее, Муравленковское и Суторминское, расположенные соответственно в 145 и 155 км юго-западнее от Тасовского месторождения.

В орографическом отношении Тасовское месторождение располагается в междуречье рек Пякупур и Айваседопур, представляющем собой слегка всхолмленную, заболоченную, с многочисленными озёрами равнину с абсолютными отметками рельефа от 33 до 80 м.

Реки Пякупур и Айваседопур являются основными водными артериями изучаемого района, равнинные, спокойные, имеют много притоков, образуют многочисленные отмели и песчаные косы. Средняя скорость течения 0,7 м/с. Судосходны только во время весеннего паводка (июнь). Ледостав начинается в октябре, а в начале декабря лед становится пригодным для безопасного движения гусеничного транспорта.

Сплошные лесные массивы преимущественно из хвойных пород приурочены к поймам рек, а водораздельные пространства заболочены и покрыты тундровой растительностью и лиственным редколесьем. Зелёность территории составляет 40 %.

Сильная заболоченность района связана с развитием вечной мерзлоты, имеющей островной характер и различную глубину залегания. По данным электрокаротажа скважин 50 и 60 нижняя граница ее прослеживается на глубинах 226–256 м. Мерзлота образует водонепроницаемый слой, препятствующий фильтрации поверхностных вод в период сезонного оттаивания и просыхания почвы.

Климат района резко континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким, прохладным и дождливым летом. Самый холодный месяц январь, морозы достигают минус 55 °С. Максимальная температура июля 37 °С. Среднегодовая температура колеблется от минус 7,5 °С до минус 8,5 °С. Наибольшее количество осадков (до 75 %) 375 мм выпадает с апреля по октябрь. Преобладающее направление ветров северное и северо-восточное – в тёплый период, а в холодный – южное и юго-западное. Скорость ветра достигает 30 м/с, при средней скорости 4 м/с. Глубина промерзания грунта от 1,5 до 3,5 м. Средняя толщина снежного покрова достигает на водоразделах 0,8 м, а в пониженных участках рельефа – 2 м.

### **История освоения месторождения**

Тасовское месторождение было открыто в 1967 году скважиной № 1 «Главтюмень-геологии». По отражающему горизонту «Б» поднятие оконтурено изогипсой – 3050 м и имеет площадь 380 км<sup>2</sup>. Фундамент не вскрыт. В пределах месторождения выявлены 16 нефтяных, газоконденсатонефтяная, газоконденсатная и газовая залежи пластово-сводового и литологически экранированного типов. Коллектором служат песчаники с линзовидными прослоями глин.

Основные запасы пресных подземных вод сосредоточены в верхнем гидрогеологическом этаже, сложенном осадками турон-четвертичного возраста. На рассматриваемой территории повсеместно развит атлым-новомихайловский водоносный горизонт, служащий основным источником водоснабжения. По результатам бурения в Тарко-Сале глубина залегания горизонта находится в интервале 50–120 м. Воды напорные, высота напора под кровлей составляет 40–50 м. Дебиты скважин 5,7–19,3 м<sup>3</sup>/сут. Нижним водоупором служат глинистые породы тавдинской свиты.

В комплекс четвертичных отложений входят песчано-глинистые породы различного генезиса, которые составляют единую толщу, вмещающую несколько типов подземных вод, основные из которых надмерзлотные и воды таликовых зон. Воды безнапорные, дебиты скважин в среднем составляют 4–10 л/с. Общая мощность четвертичного горизонта достигает 40–60 м.

Лицензия на право пользования недрами Тасовского месторождения СЛХ № 01892 НЭ от 08.11.2008 г., выдана ОАО «НК Роснефть» сроком до 31.12.2078 г. Оператором разработки месторождения является ООО «РН-Пурнефтегаз». В Тасовский ЛУ входят залежи пластов ПК<sub>1</sub>, АП<sub>8</sub><sup>2</sup>, БП<sub>1</sub>, БП<sub>3</sub>, БП<sub>5</sub>, БП<sub>6</sub>, БП<sub>7</sub>, БП<sub>8</sub><sup>0</sup>, БП<sub>8</sub>, БП<sub>9</sub>, БП<sub>10-11</sub>, БП<sub>14</sub>. В северной части пласт БП<sub>14</sub> частично захватывает участок Северо-Тасовского месторождения.

В 1986 году Тасовское месторождение введено в промышленную эксплуатацию в соответствии с технологической схемой разработки. С 2008 года разработка месторождения осуществляется на основе проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки Тасовского нефтегазоконденсатного месторождения», утверждённый ЦКР Министерства природных ресурсов РФ (от 25.12.2008 г., протокол № 4496).

### **Характеристика геологического строения продуктивных пластов и залежей**

В тектоническом отношении Тасовское месторождение расположено в пределах Верхне-Пурского крупного вала и контролируется Айваседопуровским крупным куполом и Айваседопуровским куполовидным поднятием. К структурному выступу, осложняющему северо-восточную переклиналь поднятия, приурочено Северо-Тасовское месторождение, имеющее по горизонту БП<sub>10-11</sub> единый контур нефтегазоносности с Тасовским месторождением.

Продуктивные пласты Тасовского месторождения приурочены к терригенным отложениям неокомского возраста. Месторождение является многозалежным и многопластовым. Залежи газа установлены в пластах ПК<sub>1</sub>, БП<sub>10</sub><sup>0</sup>, залежи нефти – в пластах БП<sub>1</sub>, БП<sub>3</sub>, БП<sub>6</sub>, БП<sub>7</sub>, БП<sub>8</sub><sup>0</sup>, БП<sub>8</sub>, БП<sub>9</sub>, залежи пластов БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup>, БП<sub>11</sub><sup>1</sup> содержат газовые шапки. На Восточно-Тасовском месторождении нефтеносен пласт БП<sub>14</sub>.

В пласте ПК<sub>1</sub> газонасыщенная толщина варьируется в пределах 2,6–28,2 м, залежь массивная, размеры 12×10 км, высота 42 м.

Пласт АП<sub>8</sub><sup>2</sup> водоплавающий, площадь залежи 3758 тыс. м<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина 2,75 м. ВНК принят на отметке 2018 м.

В пласте БП<sub>1</sub> выделено два самостоятельных объекта – БП<sub>1</sub><sup>1</sup> и БП<sub>1</sub><sup>2</sup>. Нефтяная залежь БП<sub>1</sub><sup>1</sup> водоплавающая, пластово-сводовая, размеры 1,2×0,9 км, высота 7 м.

Пласт БП<sub>3</sub> водоплавающий, площадь залежи пласта 6537 тыс. м<sup>2</sup>, толщина 4,8 м. ВНК принят на отметке 2258–2260 м.

Пласт БП<sub>5</sub> водоплавающий, площадь залежи 6451 тыс. м<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина 1,4 м. ВНК принят на отметке 2306 м.

В пласте БП<sub>6</sub> выделено 3 нефтяных залежи. Залежи приурочены к литологически изменчивым по разрезу и по площади тонкослоистым породам толщиной 0,4–10,2 м. Северная залежь пластово-сводовая, размеры 4,5×4 км, высота 27 м. Южная залежь пластово-сводовая, размеры 2,2×3,2 км, высота 35 м. Залежь в районе скважины № 30<sup>P</sup> водоплавающая, размеры 2,2×1,2 км, высота 9 м, нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 0,4–7,2 м.

В пласте БП<sub>7</sub> выделено две нефтяных залежи – БП<sub>7</sub><sup>1</sup> и БП<sub>7</sub><sup>2</sup>. Залежь БП<sub>7</sub><sup>1</sup> пластово-сводовая, осложнена тектоническим и литологическим экранами, размеры 10,5×5,5 км, высота 26 м. Залежь БП<sub>7</sub><sup>2</sup> пластово-сводовая и литологически экранированная, размеры 6,5×2,5 км, высота 30 м.

Залежь пласта БП<sub>8</sub><sup>0</sup> пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная, размеры 7,5×3 км, высота 26 м. Нефтенасыщенные толщины варьируют в пределах 0,6–100 м.

Пласт БП<sub>8</sub> состоит из двух залежей: верхней – песчаной (БП<sub>8</sub><sup>6</sup>) и нижней – песчано-глинистой БП<sub>8</sub><sup>H</sup>, являющихся единым гидродинамическим резервуаром. Пласт БП<sub>8</sub><sup>6</sup> изменяется толщинами в интервале 1,4–25,0 м. Залежь пластовая сводовая, размеры (8–12)×14 км, высота 50 м. Залежь БП<sub>8</sub><sup>H</sup> пластовая сводовая, размеры (5–9)×11 км, высота 20 м.

Пласт БП<sub>9</sub> водоплавающий, размеры (4–9)×11,5 км, высота 29 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах 0,4–25,1 м.

Пласт БП<sub>10</sub><sup>0</sup> содержит газоконденсатную залежь, газонасыщенные толщины изменяются в интервале 0,4–10,1 м.

В разрезе горизонта БП<sub>10-11</sub> выделено 4 самостоятельных объекта разработки БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup>, БП<sub>11</sub><sup>1</sup>, БП<sub>11</sub><sup>2</sup>.

Пласт БП<sub>10</sub><sup>1</sup> нефтегазоносен на пяти литологически разобъённых участках, суммарные газонасыщенные толщины изменяются в интервале 0,6–8,4 м, нефтенасыщенные 0,6–7,9 м. Размеры основной залежи – 16×18 км, высота 97 м.

В пласте БП<sub>10</sub><sup>2</sup> газонасыщенная толщина изменяется в пределах 0,6–12,6 м, нефтенасыщенная – 1,0–18,8 м, размеры 16×18 км, высота 93 м.

В пласте БП<sub>11</sub><sup>1</sup> суммарные газонасыщенные толщины изменяются в пределах 1,4–5,2 м, нефтенасыщенные 0,4–9,8 м, размеры 13×15 км, высота 61 м.

Пласт БП<sub>11</sub><sup>2</sup> имеет нефтенасыщенные толщины в пределах 0,8–12,4 м, размеры основной залежи 11×7,5 км, высота 36 м. Размеры залежи в районе скважины № 50р 9×5 км, высота 74 м.

В разрезе горизонта БП<sub>14</sub> выделено 6 пластов от БП<sub>14</sub><sup>1</sup> до БП<sub>14</sub><sup>6</sup>.

Нефтяная залежь пласта БП<sub>14</sub><sup>1</sup> структурно-литологическая, размеры 35×9 км, высота 230 м. Общая толщина пласта изменяется от 40–45 м на западе до нуля на востоке. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4–20,1 м.

В пласте БП<sub>14</sub><sup>2</sup> залежь – литологически ограниченная, размеры основной залежи 15,5×4 км, высота 130 м, размеры северной залежи 9×5 км, высота 53 м.

Залежь пласта БП<sub>14</sub><sup>3</sup> имеет размеры 40×8 км, высота 133 м. Общая толщина пласта изменяется от 1,2–20,4 м. Эффективная толщина 14 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6–14 м.

Размеры залежи пласта БП<sub>14</sub><sup>4</sup> 18×9 км, высота 147 м, эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6–10 м.

Залежь пласта БП<sub>14</sub><sup>5</sup> имеет размеры (0,3–6,0)×(0,5–3,0) км, высота от 6 до 85 м, нефтенасыщенные толщины пласта варьируют от 0,4–8,8 м.

В пласте БП<sub>14</sub><sup>6</sup> нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне 0,6–14,3 м. Размеры залежи (0,5–8)×(0,5–2) км, высота от 5–64 м.

Основные залежи – пласты БП<sub>8</sub>, БП<sub>9</sub>, БП<sub>10-11</sub>, БП<sub>14</sub> содержат 90 % всех запасов месторождения. Строение залежей (БП<sub>8</sub>, БП<sub>9</sub>, БП<sub>10-11</sub>) пластово-сводовое, БП<sub>14</sub> – литологически экранированный. Геологический разрез месторождения приведён на рисунке 1.

По данным палеогеографических реконструкций в период накопления продуктивных отложений (берриасс-валанжин) на рассматриваемой территории преобладал мелководно-морской режим осадконакопления. В неокоме с началом регрессивного этапа крупного седиментационного цикла некомпенсированный режим позднеюрского осадконакопления сменился обстановкой лавинной седиментации с широким развитием речных систем и поступлением значительных объемов обломочного материала в осадочный бассейн. Обширная площадь морского мелководного бассейна обусловила высокую гидродинамическую активность побережья, сопровождавшуюся интенсивным волновым перераспределением поступающего с суши материала и формированием подводной дельтовой платформы. Её фронтальная часть включала систему подводных валов, баров и барьерных островов, ориентированных параллельно береговой линии. Результаты фациального анализа представлены на рисунках 2–4.

Пласт БП<sub>8</sub>. Характеризуется двумя электрометрическими типами разрезов соответствующими генетически связанным фациям баров и подводных валов (рис. 2).

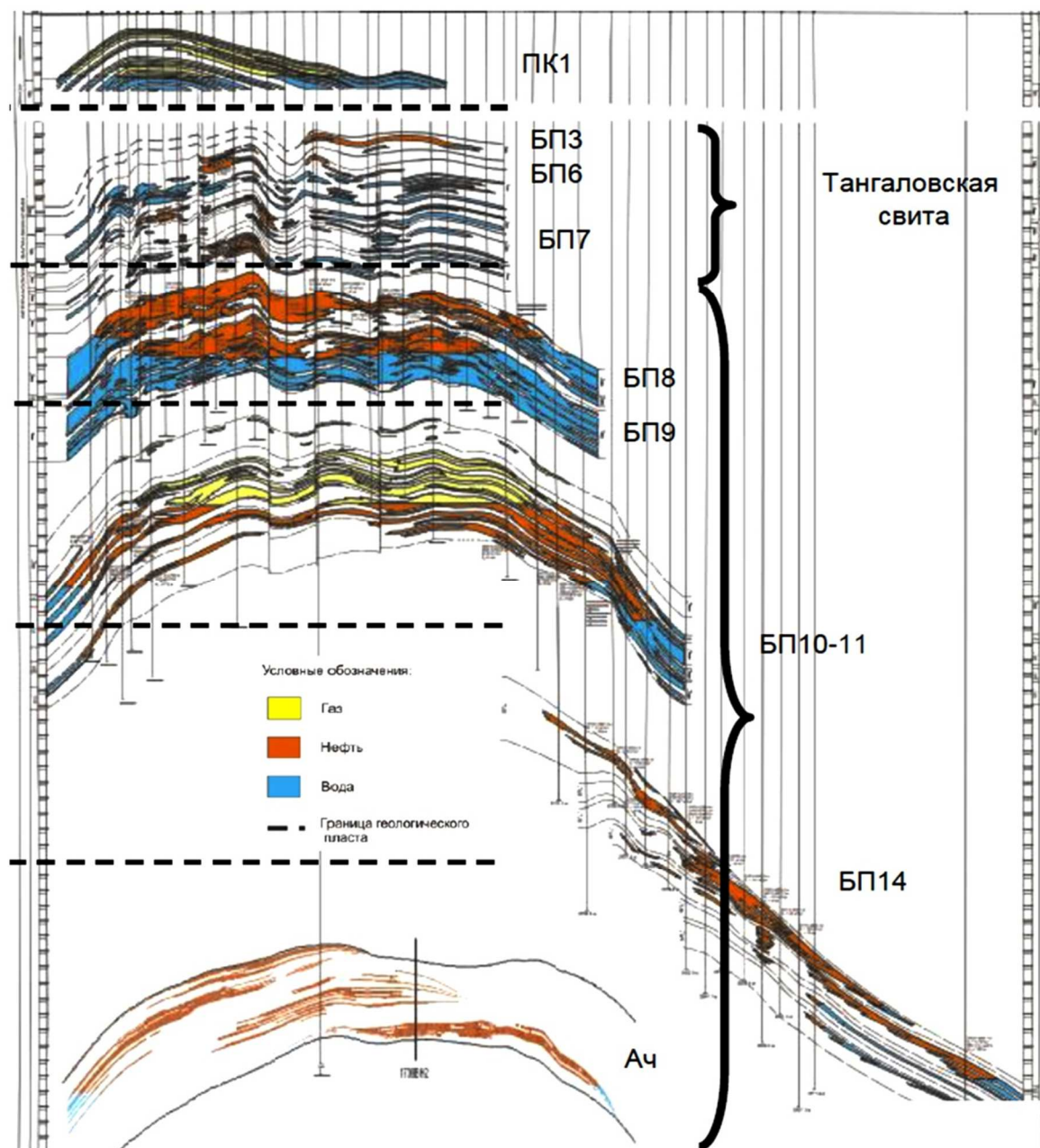


Рисунок 1 – Геологический разрез месторождения (запад-восток)

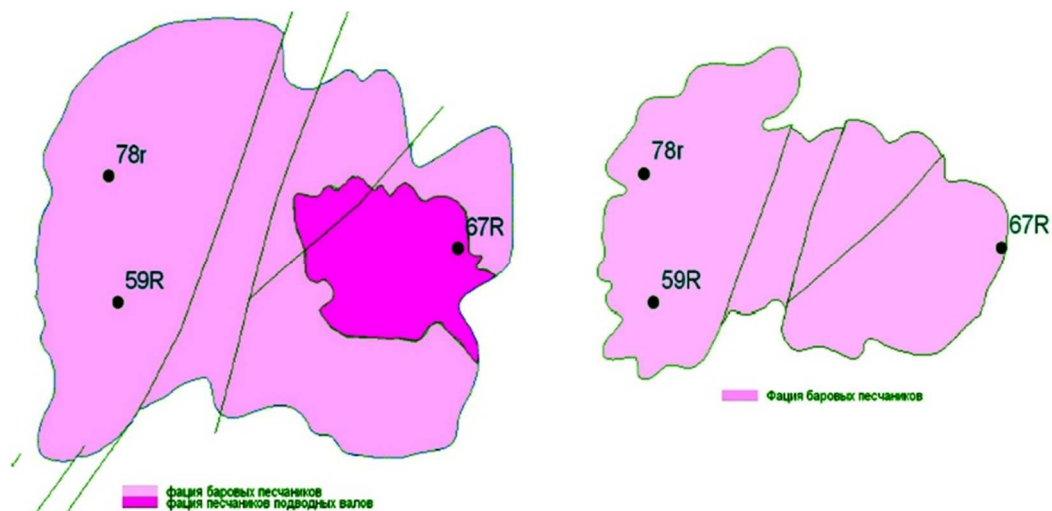


Рисунок 2 – Фациальная структура пласта БП<sub>8</sub> (слева) и БП<sub>9</sub> (справа) с указанием линий разломов

Фация баров составляет основную часть продуктивного пласта. Наиболее выдержанные по литологии и гранулометрическому составу песчаные отложения распространены в западной части продуктивного пласта, представленного здесь монолитным песчаным телом.

К югу и востоку разрез баровых отложений становится менее устойчивым, теряет в мощности и приобретает двучленное строение. Верхняя его часть представлена однородным песчаным телом близким по составу и строению к вышеописанным песчаникам. Нижняя часть разреза сложена переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и глинистых пород. Небольшая мощность песчано-алевролитовых отложений и наличие глинистых прослоев значительно ухудшают фильтрационно-емкостные качества коллекторов в нижней части таких разрезов.

Фация подводных валов занимает небольшую площадь в восточной части продуктивного пласта. Здесь она имеет самостоятельное значение, представлена двумя-четырьмя маломощными пластовыми телами тонкозернистых глинистых песчаников и алевролитов, переслаивающихся с глинистыми прослоями. Из-за увеличения количества глинистых прослоев этот тип фациальных отложений характеризуется ухудшенными коллекторскими свойствами.

Пласт БП<sub>9</sub>. Полностью представлен отложениями баровой фации, состоящими из двух песчаных тел, разобщенных на большей части глинистым прослоем (рис. 2).

Отмеченные вертикальные и латеральные вариации строения и состава песчаных отложений определяют наблюдаемую изменчивость промысловых характеристик продуктивного пласта. Максимальные значения эффективных толщин приурочены в основном к западной части пласта, где оба песчаных тела обладают не только повышенной величиной суммарной мощности (в основном за счёт верхнего тела), но и наиболее высокой песчаностью и гранулометрической зрелостью. Породы-коллекторы характеризуются здесь наилучшим качеством. В восточной половине пласта в отдельных разрезах эффективные мощности уменьшаются, а коллекторские свойства ухудшаются благодаря интенсивной глинизации пород верхнего песчаного тела.

Горизонт БП<sub>10-11</sub>. Представляет собой песчаный покров, состоящий из фаций вдоль береговых баров и подводных валов, образовавшихся в обстановке регрессирующего морского бассейна. Он включает в себя четыре пластовых тела – БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup>, БП<sub>11</sub><sup>1</sup> и БП<sub>11</sub><sup>2</sup>, кулисно налегающих друг на друга с латеральным смещением в западном направлении в сторону мигрирующего бассейна. В связи с этим для большинства песчаных тел отмечается общий западный тренд в измельчении гранулометрического состава пород и их переход в глинистые отложения фации открытого моря (рис. 3).

Горизонт БП<sub>14</sub>. Состоит из шести линзовидных и пластовых тел, циклично выдвигающихся на запад и образующих генетически единый комплекс клиноформного строения. Эти отложения маркируют крупный регрессивный цикл развития раннемелового бассейна, сопровождавшийся формированием дельтовых платформ и клиновидных тел бокового наращивания, фиксирующих положение склонов дельт в различные интервалы времени.

Анализ мощностей и сопоставление контуров продуктивных песчаных тел показывают, что осадконакопление происходило в условиях проградирующего дельтового склона с последовательным увеличением мощности и смещением депоцентров в западном направлении. Электрометрические особенности осадочного комплекса позволяют интерпретировать его природу в рамках фациальной модели турбидитной системы. Её отдельные элементы особенно отчетливо выделяются в строении нижних песчаных пластов продуктивного горизонта (рис. 4).

#### **Текущие изменения в представлении по результатам разведки/эксплуатационного бурения**

На государственном балансе на 01.01.2018 г. числятся запасы углеводородов в количестве по категориям (геологические / извлекаемые):

##### нефти:

- по категории ВС<sub>1</sub> – 433403/155651 тыс. тонн;
- по категории С<sub>2</sub> – 27374/6436 тыс. тонн;

##### газоконденсата:

- по категории ВС<sub>1</sub> – 7807/4474 тыс. тонн;
- по категории С<sub>2</sub> – 645/370 тыс. тонн;

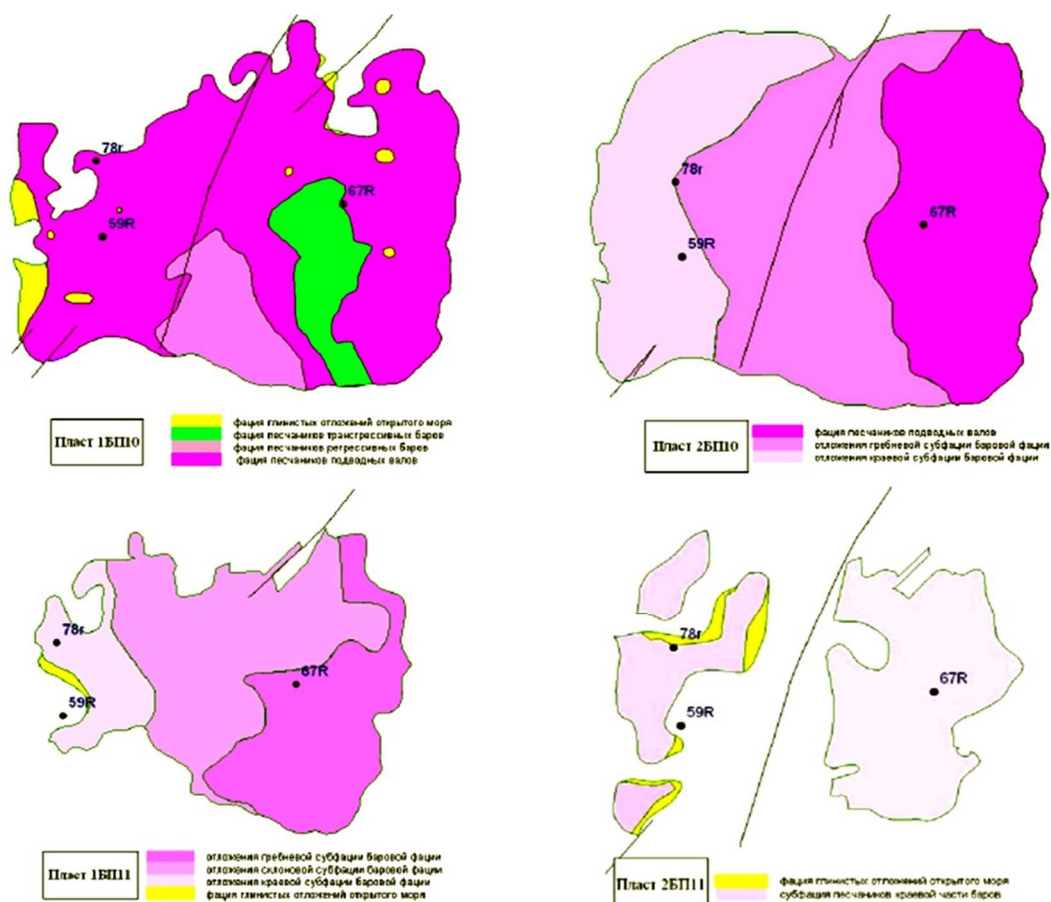


Рисунок 3 – Фациальная структура пласта БП<sub>10-11</sub> с указанием линий разломов

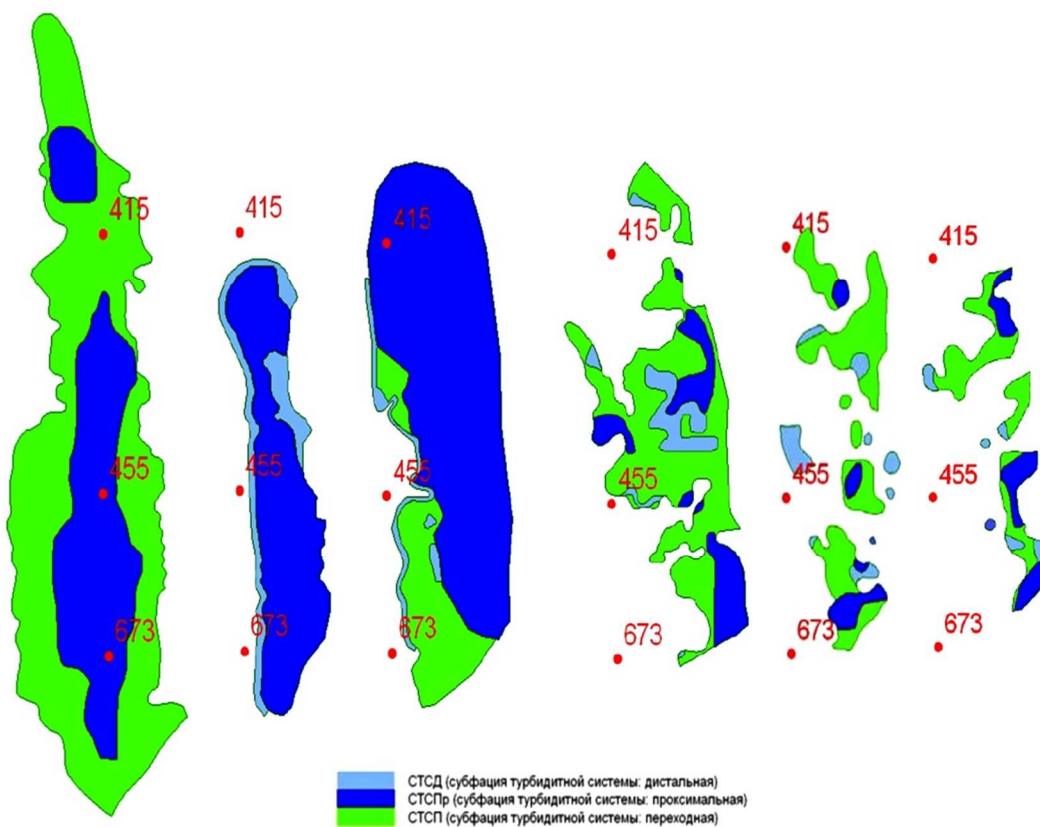


Рисунок 4 – Фациальная структура пласта БП<sub>14</sub> по пропласткам БП<sub>14</sub><sup>1</sup>, БП<sub>14</sub><sup>2</sup>, БП<sub>14</sub><sup>3</sup>, БП<sub>14</sub><sup>4</sup>, БП<sub>14</sub><sup>5</sup> и БП<sub>14</sub><sup>6</sup> (слева направо)

газовая шапка:

- по категории  $BC_1$  – 20123/0 млн  $m^3$ ;
- по категории  $C_2$  – 16/0 млн  $m^3$ ;

свободного газа:

- по категории  $BC_1$  – 18628/0 млн  $m^3$ ;
- по категории  $C_2$  – 2089/0 млн  $m^3$ .

Утверждённые величины КИН по категории  $BC_1$  – 0,353, категории  $C_2$  – 0,240. Прирост геологических запасов нефти по категории  $BC_1$  составил 5093 тыс. тонн,  $C_2$  – 1142 тыс. тонн. Изменение запасов по сравнению с последним пересчётом запасов (2011 г.) произошло за счёт открытия залежи нефти пласта БП<sub>3</sub>, БП<sub>5</sub>, БП<sub>8</sub><sup>2</sup> и за счёт расширения контура нефтеносности пласта БП<sub>1</sub>.

При создании геологической модели проанализированы исходные данные по скважинам, данные сейсмических исследований. Причиной незначительных изменений запасов стали переинтерпретация материалов ГИС и уточнения PVT свойств флюидов. В результате начальные геологические запасы нефти пласта БП<sub>14</sub> составили 156091 тыс. тонн (прирост 3888 тыс. тонн; 2,55 %); пласта БП<sub>10-11</sub> – 171535 тыс. тонн (прирост 3891 тыс. тонн; 9,3 %); пласта БП<sub>8</sub> – 83278 тыс. тонн (уменьшение на 3565 тыс. тонн; 4,11 %); пласта БП<sub>9</sub> – 38064 тыс. тонн (уменьшение на 882 тыс. тонн; 2,32 %).

### Физико-химическая характеристика пластовой нефти

На 01.01.2018 г. в продуктивных пластах Тасовского месторождения были отобраны 86 глубинных проб нефти. В том числе: в пласте БП<sub>14</sub> 57 глубинных проб нефти (после ступенчатой сепарации учтены 25 проб в 9 скважинах); в пласте БП<sub>8</sub> (12скв.) глубинных (после ступенчатой сепарации учтены 22 пробы в 10 скважинах). В залежи пласта БП<sub>8</sub> отбирались 3 глубинные пробы.

Повышение вязкости обусловлено не выработкой нефти в залежи пласта БП<sub>14</sub>, а содержанием и составом твердых парафинов – 5,17 %, с температурой плавления 58 °С. Высокое значение температуры плавления парафина указывает на содержание в нефти метановых УВ с длинной углеводородной цепью, которые увеличивают вязкость нефти. Цикланы и арены понижают температуру плавления парафина.

Подсчётные параметры нефти приняты по результатам исследования глубинных проб пластовых флюидов способом ступенчатой сепарации в специализированных лабораториях «КогалымНИПИнефть», «ЮганскНИПИ», Геоэкология, МНП «ГЕОДАТА».

В институте «КогалымНИПИнефть» были использованы термобарические условия на 3 ступенях сепарации: I ступень – 0,79 МПа; II ступень – 0,34 МПа; III ступень – 0,103 МПа при температуре 20 °С на ступенях.

Условия ступенчатой сепарации пластовых флюидов разные, но главное в рабочих условиях – это свести до минимума вынос с растворённым газом лёгких фракций нефти ( $C_{7+}$ ), что необходимо для подсчёта запасов нефти и увеличения извлекаемых запасов.

Экспериментальные исследования глубинных проб нефти способом ступенчатой сепарации показали более корректное разгазирование пластовых флюидов. После ступенчатой сепарации нефти глубинных проб из залежей пластов БП<sub>10-11</sub> и БП<sub>14</sub> в выделенном газе (смеси) уменьшилось содержание гексанов и высших углеводородов на 0,48 % и 0,62 % соответственно. В таблице 1 представлены физико-химические свойства флюидов

Таблица 1 – Физико-химические свойства флюидов

Физико-химические свойства флюидов									
параметры	пласты	БП <sub>1</sub>	БП <sub>3</sub>	БП <sub>6</sub>	БП <sub>7</sub>	БП <sub>8</sub>	БП <sub>9</sub>	БП <sub>10-11</sub>	БП <sub>14</sub>
Начальное пластовое давление, МПа		21,5	22,1	23,0	23,4	24,6	24,8	26,2	28,2
Плотность нефти в пластовых условиях, т/ $m^3$		0,66	0,62	0,66	0,66	0,66	0,68	0,67	0,67
Давление насыщения, МПа			17,6		17,6	18,9	17,8	26,2	18
Газосодержание, $m^3/t$		215	154	215	215	208	168	197	188
Объёмный коэффициент нефти		1,56	1,37	1,66	1,15	1,52	1,42	2,03	1,49
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с		0,46	0,6	0,46	0,46	0,46	0,52	0,26	0,45
Содержание парафинов в нефти, %		4,24	4,24	4,22	4,22	4,02	3,04	2,82	2,64
Содержание серы в нефти, %			0,3	0,3	0,15	0,18	0,19	0,17	0,2



### Свойства и состав пластовых вод

Тасовское месторождение расположено в северо-западной части Западно-Сибирского артезианского мегабассейна, являющегося мощной гидродинамической системой. В ней выделяются нижний и верхний гидрогеологические этажи, согласно гидрогеологической стратификации, они разделяются толщей мощностью до 850 м водоупорных глин турон-нижнеолигоценового возраста.

Нижний гидрогеологический этаж по литологическим, геохимическим и гидродинамическим особенностям подразделяется на следующие водоносные комплексы: юрско-палеозойский, неокомский и апт-альб-сеноманский.

В процессе испытаний поисково-разведочных скважин на Тасовском месторождении притоки воды были получены в 16 скважинах в 23 объектах, из них юрских – 5 объектов, неокомских – 15, апт-альб-сеноманских – 3 объекта. Анализами химического состава и физических свойств пластовых вод на исследуемой территории охарактеризован только неокомский водоносный комплекс в объеме 12 проб, поэтому характеристика гидрогеологических условий данного участка работ приводится с привлечением имеющихся данных по всему Тасовскому месторождению и соседним площадям.

Воды имеют минерализацию порядка 15–20 г/л. Состав вод хлоридный натриевый, тип (по В.А. Сулину) – хлоркальциевый. Содержание ионов натрия и калия, в среднем, 4–6 г/л, хлора – 8–11 г/л, кальция – 0,1–0,3 г/л, гидрокарбонат-иона – 0,3–0,5 г/л. Газонасыщенность вод порядка 0,9–1,4 л/л, состав газа преимущественно метановый (CH<sub>4</sub> – до 98 %, гомологов менее 1–2 %) с незначительным количеством азота (менее 10 %) и углекислого газа (менее 1 %).

В целом на Тасовском месторождении произведено около 130 замеров температуры по 66 поисково-разведочным скважинам в интервале глубин 2200–3100 м. Средние значения температуры продуктивных горизонтов, согласно расчётам, для пластов группы БП<sub>14</sub> от 70 °С до 74 °С.

### Структура запасов

Распределение начальных геологических запасов нефти, по отдельным пластам и месторождениям по отношению к суммарным запасам Тасовского месторождения по категориям ВС<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> (табл. 2).

Таблица 2 – Структура запасов

Пласт	Начальные геологические запасы нефти					
	ВС <sub>1</sub>		С <sub>2</sub>		ВС <sub>1</sub> + С <sub>2</sub>	
	тыс. тонн	%	тыс. тонн	%	тыс. тонн	%
АП <sub>8</sub> <sup>2</sup>	1128	0,2	0	0	1128	0,2
БП <sub>1</sub>	2120	0,5	0	0	2120	0,5
БП <sub>3</sub>	1782	0,4	0	0	1782	0,4
БП <sub>5</sub>	577	0,1	0	0	577	0,1
БП <sub>6</sub>	3604	0,8	385	0,1	3989	0,9
БП <sub>7</sub>	1667	0,4	1398	0,3	3065	0,7
БП <sub>8</sub> <sup>0</sup>	2941	0,6	237	0,1	3178	0,7
БП <sub>8</sub>	86843	18,8	0	0	86843	18,8
БП <sub>9</sub>	38064	8,3	0	0	38064	8,3
БП <sub>10-11</sub>	159244	34,6	8206	1,8	167450	36,3
БП <sub>14</sub>	135433	29,4	17148	3,7	152581	33,1
Итого по месторождению	433403	94,1	27374	5,9	433403	100

### Динамика основных показателей добычи

На 01.01.2018 г. по Тасовскому и Восточно-Тасовскому месторождениям пробурены 1517 скважин, в т.ч. 1420 добывающих, 88 нагнетательных, 5 газовых и 4 водозаборных. Разбуренность месторождения составляет 97,5 %. Сверх проекта пробурены

190 скважин. В эксплуатационном добывающем фонде числится 518 скважин (508 – дающие продукцию, 10 – в бездействующем фонде). В нагнетательном фонде всего 229 скважины (218 – под закачкой, 11 скважин в освоении после бурения). С начала разработки месторождения в эксплуатационном добывающем фонде побывали 1411 скважин, в нагнетательном – 406 скважин.

В неэксплуатационном фонде 698 скважин, в т.ч. 555 в консервации, 81 пьезометрических, 52 в ожидании ликвидации, 5 ликвидированных, 5 контрольных. Под добычу газа и газоконденсата переведены 35 скважин.

Динамика отбора нефти по месторождению определяется условиями разработки объекта БП<sub>14</sub>, обеспечившего основную добычу нефти. Из пласта БП<sub>14</sub> добыто 26803 тыс. тонн или 42,7 % всей добычи месторождения.

Из пластов БП<sub>10-11</sub>, БП<sub>9</sub> и БП<sub>8</sub> добыто 15491; 4292 и 15689 тыс. тонн соответственно, что составляет 24,7 %; 7 % и 25,0 % от общей добычи. Из второстепенных пластов отобрано 427 тыс. тонн или 0,9 % от общей добычи.

С целью поддержания пластового давления с 1987 года была организована закачка воды. Накопленная компенсация отбора закачкой на 01.01.2017 г. составила 140,0 %, текущая – 156,0 %. Текущее пластовое давление по пласту БП<sub>14</sub> и БП<sub>8</sub> соответственно – 28,9 и 25,2 МПа, по пласту БП<sub>10-11</sub> – 27,0 МПа, по БП<sub>9</sub> – 24,5 МПа. Текущий водонефтяной фактор по месторождению – 2,67 тонн/тонн, накопленный – 0,58 тонн/тонн.

### **Сравнение фактических показателей с проектными**

Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки за 2018 год по месторождению представлено в таблице 3.

**Таблица 3** – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки пласта БП<sub>14</sub>

Показатели разработки	Проект на 01.01.2018	Факт на 01.01.2018
Проектный документ	ТСП Тасовского месторождения	
Режим разработки	водонапорный	водонапорный
Система разработки	обращённая девятиточечная, рядная	обращённая девятиточечная, рядная
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,349 / 0,165	0,349 / 0,118
Плотность сетки, га/скв.	44	44
Кратность запасов АВС <sub>1</sub> + С <sub>2</sub> , лет	99	127
Текущий отбор от НИЗ АВС <sub>1</sub> , %	41,5	39,2
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	72040	71702
Добыча нефти 2016/2017/2018, тыс. тонн/год	1026 / 626 / 743	798 / 600 / 691
Добыча жидкости, тыс. м <sup>3</sup> /год – 2017 год	8003	5152
Добыча газа, млн м <sup>3</sup> /год – 2017 год	1250	1232
Закачка воды в год, тыс. м <sup>3</sup>	5152	5152
Компенсация (накопленная/текущая), %	100/81	99/86
Средний дебит нефти, тонн/сут.	7,6	6,2
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	59,1	39,9
Средняя обводнённость, %	85	89
Фонд скважин (доб/нагн/экспл), шт.	392 / 204 / 596	362 / 169 / 531
Соотношение фонда (доб/нагн), доли ед.	1,9	2,1
Доля бездействующего фонда, %	10	15
Доля действующего фонда с ГРП, %	28	30
Ввод новых скважин, 2016/2017//2018, шт.	60/62/59	2/14/25
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН
Степень утилизации ПНГ, %	95	95

Фактическая годовая (2018 г.) добыча нефти по пласту ниже проектной на 7 %. Снижение уровня на 37 тыс. тонн обусловлено фактически меньшим количеством действующих добывающих скважин, на 5 тыс. тонн обусловлено фактически более высокой обводненностью продукции и на 10 тыс. тонн более низким фактическим дебитом жидкости.

Фактическая годовая добыча жидкости составила 93 % от проектного уровня, что объясняется недостижением проектного дебита жидкости.

Накопленная добыча нефти отличается от проектной на 0,5 %.

Закачка воды соответствует проектной величине. Действующий фонд нагнетательных скважин составляет фактически 83 % от проектного: 169 скважин – по факту и 204 – по проекту.

Таким образом, темп отбора, сложившийся на 01.01.2018 г., структура нефтяного фонда и нагнетательного фонда не в состоянии поддерживать проектный уровень добычи нефти.

#### **Энергетическое состояние пласта БП<sub>14</sub>**

С начала разработки Тасовского месторождения из продуктивных пластов отобрано 99,6 млн тонн жидкости. С целью поддержания пластового давления в пласты закачано 211,9 млн м<sup>3</sup> воды. Накопленная компенсация отбора закачкой составила в целом по месторождению 140,1 %. По пластам, разрабатываемым с поддержанием пластового давления, изменение текущей компенсации отборов в процессе мероприятий по регулированию разработки определяло изменение пластового давления по залежам во время их эксплуатации, динамика давления определялась различием геолого-физических характеристик пластов и особенностей их разработки.

Контроль пластового и забойного давления осуществляется путём замеров статического и динамического уровней жидкости в скважинах, на основании которых рассчитываются значения забойного и пластового давления. По этим данным строятся карты изобар и рассчитываются средние величины пластового давления по пласту, а также в зонах закачки и отбора.

Пласт БП<sub>14</sub>. По пласту создана 9 точечная площадная система ППД с переходом в рядную в зонах с уплотняющим бурением. Начальное пластовое давление 28,2 МПа. Разработка пласта ведется с 1986 г. Закачка воды с целью поддержания пластового давления проводится с 1986 г. По состоянию на 01.01.2018 среднее пластовое давление в контуре нефтеносности 28,9 МПа, что выше начального на 0,7 МПа.

На 01.01.2018 г. под закачкой находились 134 скважины. В 2018 году в пласт БП<sub>14</sub> закачано 4451,1 тыс. м<sup>3</sup> агента, с начала разработки – 95039 тыс. м<sup>3</sup>. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой составила 295 %, с начала разработки – 156 %. Нагнетательные скважины эксплуатировались со среднесуточной приемистостью 94,9 м<sup>3</sup>/сут.

Проведённый анализ показывает низкую эффективность системы ППД в восточных ячейках, заключающуюся в низком текущем и прогнозном коэффициенте охвата пласта фильтрацией, причем, главным образом, за счёт низкого охвата по площади. Это обуславливается низкой выдержанностью коллекторов восточной зоны залежи и, как показала практика, низкой эффективностью в этих условиях как площадной девятиточечной системы заводнения (восточная и северо-восточная ячейки), так и линейной (юго-восточная). Недостатком девятиточечной системы является разница в расстоянии от нагнетательных до угловых и боковых скважин, что стимулирует прорывы воды и образование целиков нефти. Неэффективность реализованной линейной системы заводнения для юго-восточной ячейки заключается в том, что ряды нагнетания простираются субширотно, как и в значительной степени песчаные тела нижних, не вовлечённых в разработку, пропластков БП<sub>14</sub><sup>5-6</sup>.

#### **Основные проблемы разработки**

Текущее состояние выработки запасов нефти по разрабатываемым основным пластам приведены в таблице 4.

Выработка запасов по пластам неравномерная. По данным ПГИ остаются пропластки не вовлечённые (БП<sub>14</sub><sup>4</sup> – БП<sub>14</sub><sup>6</sup>) или слабо вовлечённые в процесс разработки (БП<sub>11</sub><sup>2</sup>). Анализ выработки по зонам пласта БП<sub>14</sub> приведён на рисунке 5.

Таблица 4 – Выработка запасов основных пластов разбуренной части (на 01.01.2018 г.)

Пласт	Зона	Категория запасов	Начальные запасы нефти, тыс. тонн		Накопленный отбор нефти, тыс. тонн	Накопленный отбор жидкости, тыс. тонн	Среднегодовая обводнённость, %	Накопленный водо-нефтяной фактор, доли ед.	Текущий КИН, доли ед.
			геологические	извлекаемые					
БП <sub>8</sub>	Н	BC <sub>1</sub>	68794	30751	15274	19781	64,8	0,3	0,222
	ВН	BC <sub>1</sub>	18050	8068	415,8	1698	98,1	3,1	0,023
БП <sub>9</sub>	ВН	В	38064	13665	4292,2	10982	95	1,56	0,113
БП <sub>10-11</sub>	Н	BC <sub>1</sub>	115192	36057	13049	17874	56,2	0,37	0,111
	ВН	BC <sub>1</sub>	25587	8008	904,9	1390	64,7	0,54	0,035
	ГН	BC <sub>1</sub>	18465	5779	1536,8	1891	49,1	0,23	0,08
		C <sub>2</sub>	8206	2363	0	0	0	0	0
БП <sub>14</sub>	Н	BC <sub>1</sub>	133334	48261	26803	44165	66,2	0,65	0,201
	ВН	BC <sub>1</sub>	2099	759	0	0	0	0	0
		C <sub>2</sub>	17148	3465	0	0	0	0	0
Месторождение		BC <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	460777	162087	62840	99585	72,8	0,58	0,137

**Всего ТИЗ 20,1 млн, т,**  
(в т.ч, 12,7 млн,т вовлечено в разработку)

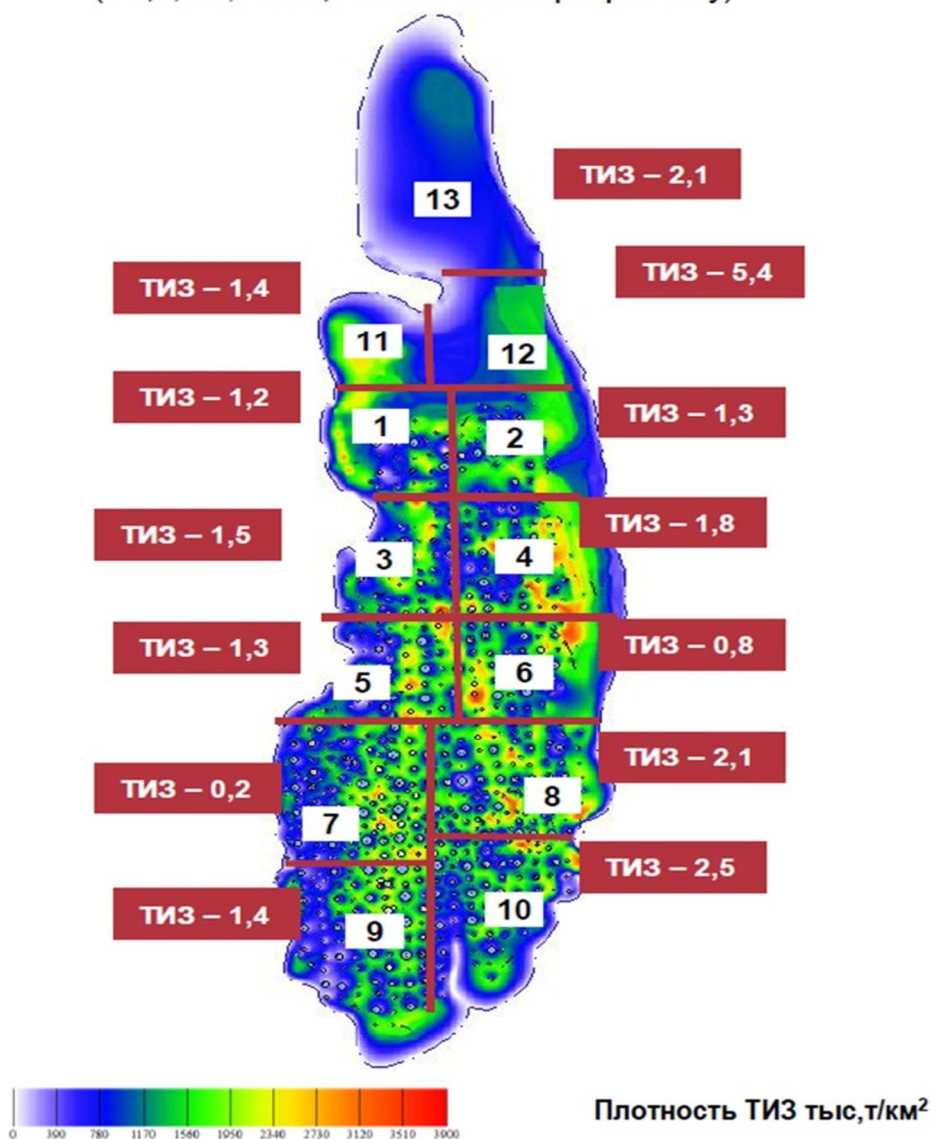


Рисунок 5 – Локализация и характеристика остаточных запасов по пласту БП<sub>14</sub>

Среди основных проблем разработки можно выделить следующие:

1. Сложное геологическое строение месторождения – БП<sub>10-11</sub> осложнён наличием газовой шапки, пласт БП<sub>14</sub> имеет сложное клиноформное строение с высокой расчленённостью и ухудшением коллекторских свойств в восточном направлении залежи.

2. Отсутствие полностью сформированного барьерного ряда заводнения вокруг газонефтяного контакта по пласту БП<sub>10-11</sub> и одновременная добыча газоконденсата из газовой шапки привела к миграции 9 млн тонн нефти в подгазовую зону. Ввиду отсутствия транзитного неперфорированного фонда для определения текущего насыщения пласта по промысловым геофизическим исследованиям, был использован косвенный метод исследования перемещения газонефтяного контакта, основанный на анализе динамики данных газового фактора эксплуатационных скважин пласта. На основании этого факта уточнено положение ГНК относительно начального положения ГНК. Анализ работы действующих газовых скважин пласта в газовой части показывает, что все скважины работают с низкой обводнённостью. Источник воды – ЗКЦ с вышележащих пластов. Таким образом, на основании анализа полученных результатов можно заключить, что происходит стягивание контура ГНК и внедрение нефти в газовую часть пласта. Подъём уровня ГНК в среднем составил порядка 15 м.

3. Высокая обводнённость добываемой продукции пластов БП<sub>8</sub>, БП<sub>9</sub>, БП<sub>10-11</sub>. Причиной высокой обводнённости является наличие большого количества заколонных перетоков в продуктивных горизонтах. По данным ПГИ ЗКЦ наблюдается в 61 % исследованных скважин. Установлено, что почти в половине исследованных нагнетательных скважинах пласта БП<sub>10-11</sub> наблюдается поступление закачиваемой воды по заколонному пространству вверх в газоносные коллекторы БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup>, БП<sub>10</sub><sup>0</sup> в количестве 26,9 % от общего объёма закачки. Из них 11,6 % поступает в пласт БП<sub>10</sub><sup>0</sup> и 15,3 % в коллекторы БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup>.

4. Сформированная проектная сетка (36 га/скв.) по основным пластам в настоящее время резко отличается от фактической (БП<sub>8</sub> / БП<sub>9</sub> / БП<sub>10-11</sub> / БП<sub>14</sub> – 46,4 / 58,9 / 36,0 / 48,5 га/скв.). Выработка идёт избирательно небольшим количеством скважин.

### Текущие результаты и стратегия проведения ГТМ

На рисунках 6–8 приведена динамика изменения эффективности проводимых ГТМ (ГРП, ЗБС, ПВЛГ) за период 2014–2017 гг. Самый эффективный вид ГТМ – ГРП.

ГРП осуществляется на месторождении с 1994 года. По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении проведено 643 скважино-операций, из них на 135 скважинах эта операция проводилась повторно, на 23 скважинах – три раза и на 6 скважинах – четыре раза.

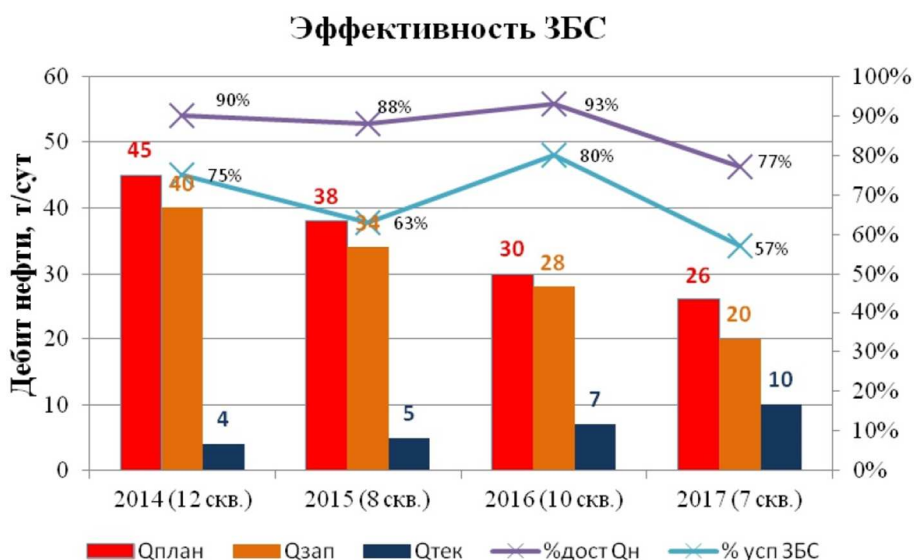


Рисунок 6 – Динамика эффективности проведения ЗБС на Тасовском месторождении

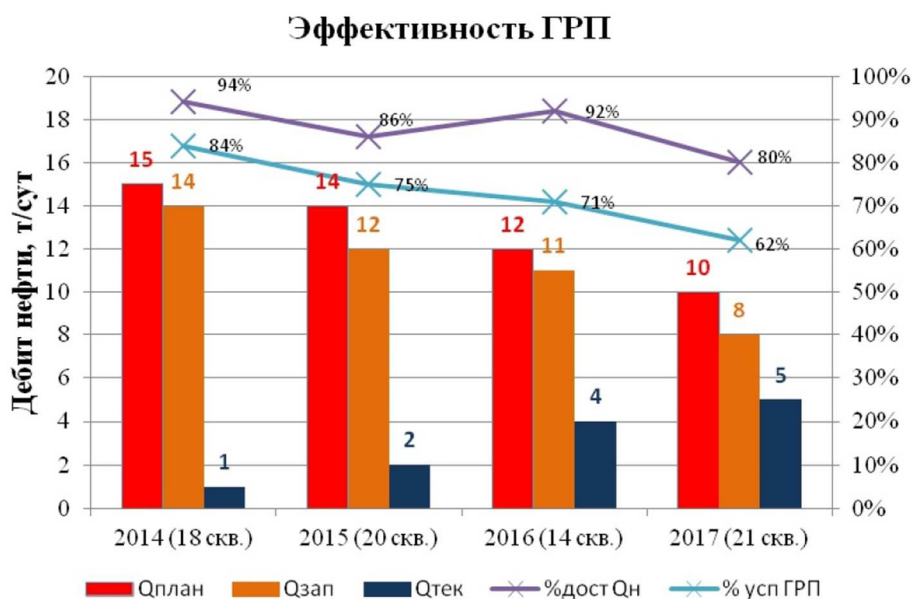


Рисунок 7 – Динамика эффективности проведения ГРП на Тасовском месторождении



Рисунок 8 – Динамика эффективности проведения ПВЛГ на Тасовском месторождении

Применяемые технологии позволили достичь в среднем по всем пластам величины скин-фактора равной минус 3,75. Большинство проведённых операций ГРП были успешными, как с точки зрения кратности приростов дебитов жидкости, нефти, так и с точки зрения снижения темпов обводнения.

Основными проблемами при проведении ГРП на Тасовском месторождении являются: оптимизация дизайна ГРП для низкопроницаемых коллекторов, необходимость обеспечения компенсационных мероприятий при проведении ГРП на нагнетательном фонде (необходимость очагово-избирательного заводнения), повышение эффективности ГРП на переходящем фонде.

Успешность проведения ГРП в целом по месторождению за анализируемый период составила 59,4 %, успешность повторных ГРП выше (70 %). Отмечается снижение удельной эффективности ГРП в период 2015–2018 гг. – с 1,7 до 1,1 (тыс. тонн нефти)/скв., в 2018 году – удельная эффективность ГРП составила 0,9 (тыс. тонн нефти)/скв. Успешность ГРП на переходящем фонде основного объекта БП<sub>14</sub> остаётся средней, на уровне 0,9–1,1 тыс. тонн/скв.

На месторождении ГРП является основным способом разработки слабопроницаемого и расчленённого коллектора объекта БП<sub>14</sub> – более половины (60 %) операций проведено на данном объекте. Операции ГРП проводились, в основном, на скважинах центральной части пласта. В 2018 году произошло смещение зоны интересов ГРП в

северную часть пласта, с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами пласта, меньшей выдержанностью и высокой степенью глинистости коллектора. Также в 2018 году были увеличены объёмы материалов, используемых при операциях ГРП по сравнению с предыдущим годом. Так, средняя масса проппанта, закачиваемого в пласт, была увеличена на 16 %, средний объём геля – на 40 %, что приводит к повышению стоимости обработки.

Несмотря на увеличение объёмов закачки, произошло уменьшение средней полудлины трещин ГРП на 15 % при резком росте высоты трещин (на 84 %). Отношение высоты трещины к полудлине по скважинам 2018 года равно 92,5 %, что свидетельствует о росте трещин в высоту и создании практически радиальных трещин. Общая мощность пласта БП<sub>14</sub> на скважинах, обработанных в 2018 году, составляет в среднем 16 м. При этом лишь 32 % всей высоты трещины находится в пределах продуктивного пласта.

Анализ результатов проведения операций ГРП на краевых зонах пласта показал, что необходима оптимизация дизайнов с целью ограничения роста трещин в высоту и применение методов искусственного укрепления глинистых перемычек, при этом дальнейшее повышение тоннажа проппанта нецелесообразно.

### Выводы

1. Тасовское месторождение находится на поздней, четвёртой стадии разработки и характеризуется такими проблемами, как сложное геологическое строение, неравномерная выработка запасов, миграция запасов нефти в подгазовую зону, высокая обводнённость продукции.

2. Эксплуатационный добывающий фонд составляет 362 скважин, нагнетательный фонд 169 скважин.

3. Тасовское месторождение по величине извлекаемых запасов относится к очень крупным. Начальные извлекаемые запасы составляют 155,7 млн тонн.

4. В период с 2014 по 2018 гг. наблюдается снижение эффективности всех видов ГТМ, а именно: ЗБС, ПВЛГ и ГРП. На данный момент самым эффективным мероприятием является гидроразрыв пласта.

5. По пласту БП<sub>14</sub> создана 9-точечная площадная система ППД с переходом в рядную, текущее пластовое давление составляет 28,9 МПа, что на 0,7 МПа выше начального.

6. Проектный текущий КИН равен 0,165, текущий фактический КИН равен 0,118.

7. Текущие методы разработки месторождения не позволяют достичь проектного КИН, поэтому предлагается оптимизация процесса ГРП как на действующих скважинах, так и на новых.

### Литература:

1. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013 – 2014. – Т. 1–4.

4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

5. Гнездов А.В. Повышение эффективности разработки месторождений на основе системно-ориентированных гидроразрывов пласта : дис. ... канд. техн. наук. – Краснодар : КубГТУ, 2010. – 119 с.

6. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск : Издательство ТПУ, 2006. – 166 с.

7. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М. : Недра, 1999. – 212 с.

8. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. – М. : Недра, 1967. – 139 с.

9. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие. – Казань : Издательство ФЭН Академии наук РТ, 2005. – 688 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Экономидес М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. – М. : Петроальянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. – 194 с.
12. Бархатов Э.А., Яркеева Н.Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 10.
13. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Известия АН СССР. ОТН. – 1955. – Т. 5. – С. 3–41.
14. Куликов Э.В., Залоев П.Д., Лешкович Н.М. Особенности применения ГРП на Приразломном месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 127–132.
15. Малышев Г.А., Соняч В.П., Сулейма С.А. Состояние и перспективы развития технологии ГРП // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 88–93.
16. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Анализ проведения ГРП на переходящем фонде скважин на Приобском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 198–200.
17. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Технологический анализ эффективности применения ГС с ГРП в сравнении с ННС на Приобском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 201–203.
18. Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Пустовских А.А. Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ» // Пронефть. – 2017. – № 2. – С. 39–46.
19. Трофименко Д.Д., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Применение гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах Тасовского месторождения и способ повышения его эффективности // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4.

## References:

1. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in construction of oil and gas wells: textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie–South, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Gnezdov A.V. Increase of the field development efficiency on the basis of the system-oriented hydraulic fracturing of the formation: discs. ... Candidate of Technical Sciences. – Krasnodar : KubGTU, 2010. – 119 p.
6. Ilyina G.F., Altunina L.K. EOR methods and technologies for the West Siberian reservoirs. – Tomsk : TPU Publishing House, 2006. – 166 p.
7. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling of the oil and gas fields development with application of the hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1999. – 212 p.
8. Melikberov A.S. Theory and practice of the hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1967. – 139 p.
9. Muslimov R.H. Modern methods of oil recovery increase. Designing, optimization and efficiency evaluation : textbook. – Kazan : FES Publishing House of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2005. – 688 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.



11. Economides M., Olaini R., Valko P. Unified hydraulic fracturing design. Building bridges between theory and practice. – M. : Petroalliance Services Company Limited, 2004. – 194 p.
12. Barkhatov E.A., Yarkeeva N.R. Efficiency of the multi-zone hydraulic fracturing application in the horizontal wells // Izvestiia, Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering. – 2017. – V. 328. – № 10.
13. Zheltov Yu.P., Khristianovich S.A. About hydraulic fracturing of an oil-bearing formation // Izvestia of the USSR Academy of Sciences. OTN. – 1955. – V. 5 – P. 3–41.
14. Kulikov E.V., Zaloev P.D., Leshkovich N.M. Features of hydraulic fracturing application at Prirazlomnoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 tons: collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 127–132.
15. Malyshev G.A., Soniyach V.P., Suleima S.A. State and prospects of the hydraulic fracturing technology development // Oil industry. – 2002. – № 8. – P. 88–93.
16. Pavel'ev O.N., Basov A.O., Pavel'ev Yu.N. Analysis of hydraulic fracturing at the transient well stock at Priobskoye oilfield // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 v.: collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 198–200.
17. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Technological analysis of the efficiency of the application of HS with hydraulic fracturing in comparison with the NPS at the Priobskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 tons: collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 201–203.
18. Sitnikov A.N., Asmandiarov R.N., Pustovskikh A.A. Formation of the geological and technical measures programs with the help of the digital information system «Selection of GTM» // Proneft. – 2017. – № 2. – P. 39–46.
19. Trofimenko D.D., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Hydrofracturing application in the low-permeability reservoirs of the Tasovskoye oilfield and a way to increase its efficiency // Petroleum engineer. – 2019. – № 4.