

УДК 622.276

## ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ НА НОВО-ПОКУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Саликов А.С.

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: alekse-salikov@yandex.ru*

Ново-Покурское нефтяное месторождение расположено на территории Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа. Промышленная нефтеносность установлена в верхнеюрских отложениях васюганской свиты и нижнемеловых отложениях мегинской свиты. Оба пласта васюганской свиты выделены в отдельные эксплуатационные объекты и находятся в промышленной разработке. Ново-Покурское нефтяное месторождение открыто в 1981 году, введено в разработку в 1987 году. Пробуренный фонд составляет 450 скважин, в том числе добывающих – 350, нагнетательных – 95, водозаборных – 5. Проектный фонд скважин реализован на 31%. В разработке находятся два объекта. В 2015 году добыто 727 тыс. т нефти и 2774 тыс. т жидкости. Средний дебит скважин по нефти 10,1 т/сут, по жидкости 38,3 т/сут. Выработка запасов неравномерна, что обусловлено неоднородностью геолого-физических параметров пласта. Источником обводнения скважин на объекте являются закачиваемые воды. Закачка воды на объекте ведется с 1991 года. Энергетическое состояние объекта удовлетворительное. Текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 26,3 МПа. За период разработки месторождения проведено 1109 геолого-технических мероприятий. Дополнительная добыча нефти от проведенных мероприятий составила 4916 тыс. т. Наиболее эффективными являются бурение горизонтальных скважин.

Ключевые слова: нефть, анализ разработки месторождения, васюганская свита, горизонтальная скважина, пласт.

## CHARACTERISTICS AND ANALYSIS OF THE VASYUGAN SUITE DEVELOPMENT AT THE NOVO-POKURSKOYE FIELD

Salikov A.S.

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: alekse-salikov@yandex.ru*

The Novo-Pokurskoye oil field is located in the Tyumen Region of the Khanty-Mansi Autonomous Area. Industrial oil content was established in the Upper Jurassic sediments of the Vasyugan suite and lower Cretaceous sediments of the Megion suite. Both layers of the Vasyugan suite are separated into separate operational facilities and are in industrial development. The Novo-Pokurskoye oil field was discovered in 1981, put into development in 1987. The drilled fund is 450 wells, including 350 producing, injection wells - 95, water intakes - 5. The project wells fund is 31% implemented. Two objects are under development. In 2015, 727 thousand tons of oil and 2,774 thousand tons of liquid were produced. The average well flow rate for oil is 10.1 tons / day, and for liquid is 38.3 tons / day. The development of reserves is uneven, due to the heterogeneity of the geological and physical parameters of the reservoir. The source of watering wells at the facility are injected water. Water has been pumped at the facility since 1991. The energy state of the object is satisfactory. The current reservoir pressure in the extraction zone is 26.3 MPa. During the period of the field development, 1109 geological and technical measures were carried out. Additional oil production from the measures taken amounted to 4916 thousand tons. The most effective are the drilling of horizontal wells.

Keywords: oil, field development analysis, Vasyugan suite, horizontal well, formation.



Основная залежь (р-н скв. 231П-242Р) – пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры – 15,6 x 5,9 км, высота – 15 м.

Залежь в районе скв. 223П – пластовая сводовая, подстилаемая водой. Размеры – 3,6 x 2,0 км, высота – 8 м.

Залежь в районе скв. 321 – пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры – 3,7 x 2,0 км, высота – 7 м.

Залежь в районе скв. 294Р – пластовая сводовая, подстилаемая водой. Размеры – 2,5 x 1,3 км, высота – 5 м.

Залежь в районе скв. 243П – пластовая сводовая, подстилаемая водой. Размеры – 0,4 x 0,4 км, высота – 1 м.

На керне выполнено 840 определений пористости (из 29 скважин), 751 определение проницаемости (из 28 скважин), 628 определений водоудерживающей способности (из 27 скв.).

Пористость изменяется от 12,0 до 21,5%, проницаемость – от 0,3 до  $473,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, водоудерживающая способность – от 12,3 до 78,4%.

По ГИС проведено по 2315 определений пористости и проницаемости в 455 скважинах, 550 определений начальной нефтенасыщенности в 232 скважинах.

Пористость изменяется от 12,0 до 20,8%, проницаемость – от 0,3 до  $356,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, начальная нефтенасыщенность – от 39,0 до 75,8%.

По ГДИ проницаемость и коэффициент продуктивности определялись по данным 30 исследований в 17 скважинах.

Проницаемость изменяется от 0,1 до  $45,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, коэффициент продуктивности – от 0,4 до 32,3 м<sup>3</sup>/сут/МПа.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Свойства нефти изучены по 23 поверхностным пробам из 16 скважин и трем глубинным пробам из трех скважин. Нефть средней плотности, сернистая, парафинистая, смолистая, с незначительной вязкостью. Растворенный газ «жирный», метановый.

***J<sub>3</sub> пласт ЮВ1<sup>2</sup>*** представлен песчаниками и алевролитами.

Выявлена одна пластовая сводовая, литологически экранированная залежь нефти в пределах Ново-Покурского Л.У. Размеры – 16,6 x 15,3 км, высота – 49 м.

На керне выполнено 539 определений пористости (из 27 скважин), 435 определений проницаемости (из 26 скважин), 393 определения водоудерживающей способности (из 25 скв.).

Пористость изменяется от 12,1 до 21,9%, проницаемость – от 0,3 до  $210,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, водоудерживающая способность – от 23,9 до 79,9%.

По ГИС проведено по 1743 определения пористости и проницаемости в 458 скважинах, 1296 определений начальной нефтенасыщенности в 389 скважинах.

Пористость изменяется от 12,0 до 21,1%, проницаемость – от 0,3 до  $135,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, начальная нефтенасыщенность – от 36,3 до 74,5%.

По ГДИ проницаемость и коэффициент продуктивности определялись по данным 230 исследований в 130 скважинах.

Проницаемость изменяется от 0,2 до  $66,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, коэффициент продуктивности – от 0,2 до 40 м<sup>3</sup>/сут/МПа.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Свойства нефти изучены по 48 поверхностным пробам из 38 скважин и 16 глубинным пробам из 8 скважин. Нефть средней плотности, сернистая, парафинистая, смолистая, с незначительной вязкостью. Растворенный газ «жирный», метановый.

*По пластам группы ЮВ* на керне выполнено 48 определений Квыт из 10 скважин и 7 ОФП из трех скважин. Коэффициент вытеснения обоснован по зависимости от функции начальной нефтенасыщенности, полученной с учетом собственных исследований керна и данных по одновозрастным отложениям Киньяминского, Южно-Островного, Локосовского, Лугового, Северо-Ореховского и Покамасовского месторождений. Ново-Покурское нефтяное месторождение открыто в 1981 году, Ново-Покурский ЛУ введен в разработку – в 1987 году.

По состоянию на 01.01.2016 г. пробуренный фонд составляет 450 скважин, в том числе добывающих – 350, нагнетательных – 95, водозаборных – 5.

Проектный фонд скважин реализован на 31%.

**Объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>** разрабатывается с 1993 г., с ППД – с 1996 года.

Фонд действующих добывающих скважин – 62 (из них горизонтальных – 12), нагнетательных – 19.

Система разработки – площадная обращенная девятиточечная с элементами очагового заводнения [4,5], расстояние между скважинами 500 м.

Реализованная плотность сетки скважин – 63 га, в том числе в разбуренной зоне – 25 га. Проектный фонд скважин реализован на 31 %.

В 2015 г. добыто 244,4 тыс. т нефти и 802,7 тыс. т жидкости. Средний дебит скважин по нефти – 12,8 т/сут, по жидкости – 42,2 т/сут.

В 2011-2014 гг. фактическая добыча нефти меньше расчетной на 8,2-35,4% (при допустимом отклонении  $\pm 27$  %), что обусловлено меньшим количеством действующих

скважин (2011 год – на 15 скв., 2012 год – на 20 скв., 2013 год – на 26 скв., 2014 год – на 7 скв.). В 2015 году отклонение фактического уровня добычи нефти от расчетного составило +56,1% (87,9 тыс.т) за счет большего количества пробуренных скважин (на 10 скв.) и более высоких дебитов новых скважин по нефти (факт – 89,1 т/сут, проект – 49,8 т/сут).

С начала разработки добыто 3903 тыс.т нефти (31,2 тыс.т на одну скважину) и 8659 тыс.т жидкости. Текущий КИН – 0,139 при утвержденном – 0,378. Отбор нефти от НИЗ – 36,7% при обводненности 69,6%. Дисбаланс обусловлен малой разбуренностью объекта.

Карта накопленных отборов нефти и жидкости по объекту представлена на рисунке 2.

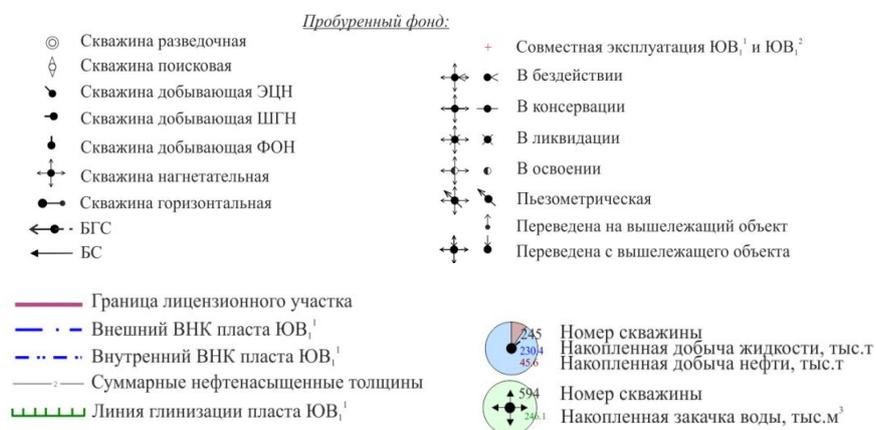
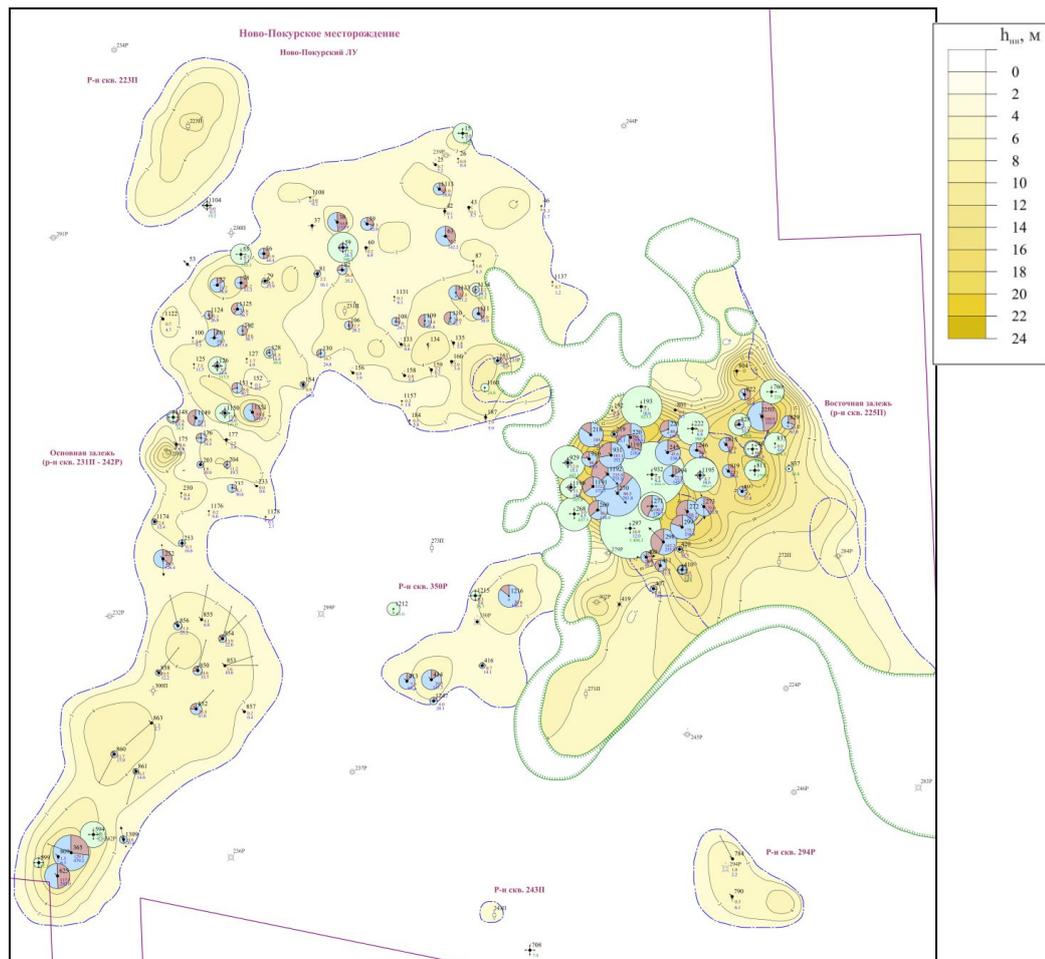


Рисунок 2 – Карта накопленных отборов. Объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

Контроль за выработкой запасов осуществляется методами ПГИ. Охват фонда промыслово-геофизическими исследованиями составляет 58 % (73 скв.).

Выработка запасов неравномерна, что обусловлено неоднородностью геолого-физических параметров пласта.

Источником обводнения скважин на объекте являются пластовые и закачиваемые воды. По результатам ПГИ отмечаются наличие заколонных перетоков.

Закачка воды на объекте ведется с 1996 года. Накопленный объем закачки – 8236 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная компенсация – 82,3 % (при проектной – 89 %).

Энергетическое состояние объекта удовлетворительное. Текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 26,3 МПа (ниже начального на 1,5 МПа и выше давления насыщения на 14,0 МПа).

Контроль за энергетикой залежи осуществляется методами ГДИ (КВД, КВУ, КПД). Охват фонда гидродинамическими исследованиями составляет 37 % (47 скв.).

**Объект ЮВ1<sup>2</sup>** разрабатывается с 1987 года, с ППД – с 1991 года.

Фонд действующих добывающих скважин – 180 (из них горизонтальных – 24), нагнетательных – 93 (из них горизонтальных – 1).

Система разработки – площадная обращенная девятиточечная с элементами очагового заводнения, расстояние между скважинами 500 м.

Реализованная плотность сетки скважин – 47 га, в том числе в разбуренной зоне – 25 га. Проектный фонд скважин реализован на 36 %.

В 2015 г. добыто 483,0 тыс.т нефти и 1971,5 тыс. т жидкости. Средний дебит скважин по нефти 7,7 т/сут, по жидкости 31,4 т/сут.

В 2011 году фактическая добыча нефти соответствует расчетной, расхождение составило 7% (при допустимом отклонении ± 27 %). В 2012-2015 гг. фактическая добыча нефти соответствует расчетной, расхождение составило 5,5-21,8% (при допустимом отклонении ± 27 %), что обусловлено неподтверждением проектной динамики обводнения скважин (факт – 70,4-75,5%, расчет – 61,8-63,7%) и более низкими дебитами скважин по нефти (2012 года – на 10%, 2013 год – 8,8%, 2014 год – 18,2%, 2015 год – 19,7%).

С начала разработки добыто 10906 тыс.т нефти (30,0 тыс.т на одну скважину) и 24749 тыс.т жидкости. Текущий КИН – 0,110 при утвержденном – 0,379. Отбор нефти от НИЗ – 29,1% при обводненности 75,5%. Дисбаланс обусловлен неполной разбуренностью объекта.

Карта накопленных отборов нефти и жидкости по объекту представлена на рисунке 3.

Контроль за выработкой запасов осуществляется методами ПГИ. Охват фонда промыслово-геофизическими исследованиями составляет 48 % (178 скв.).

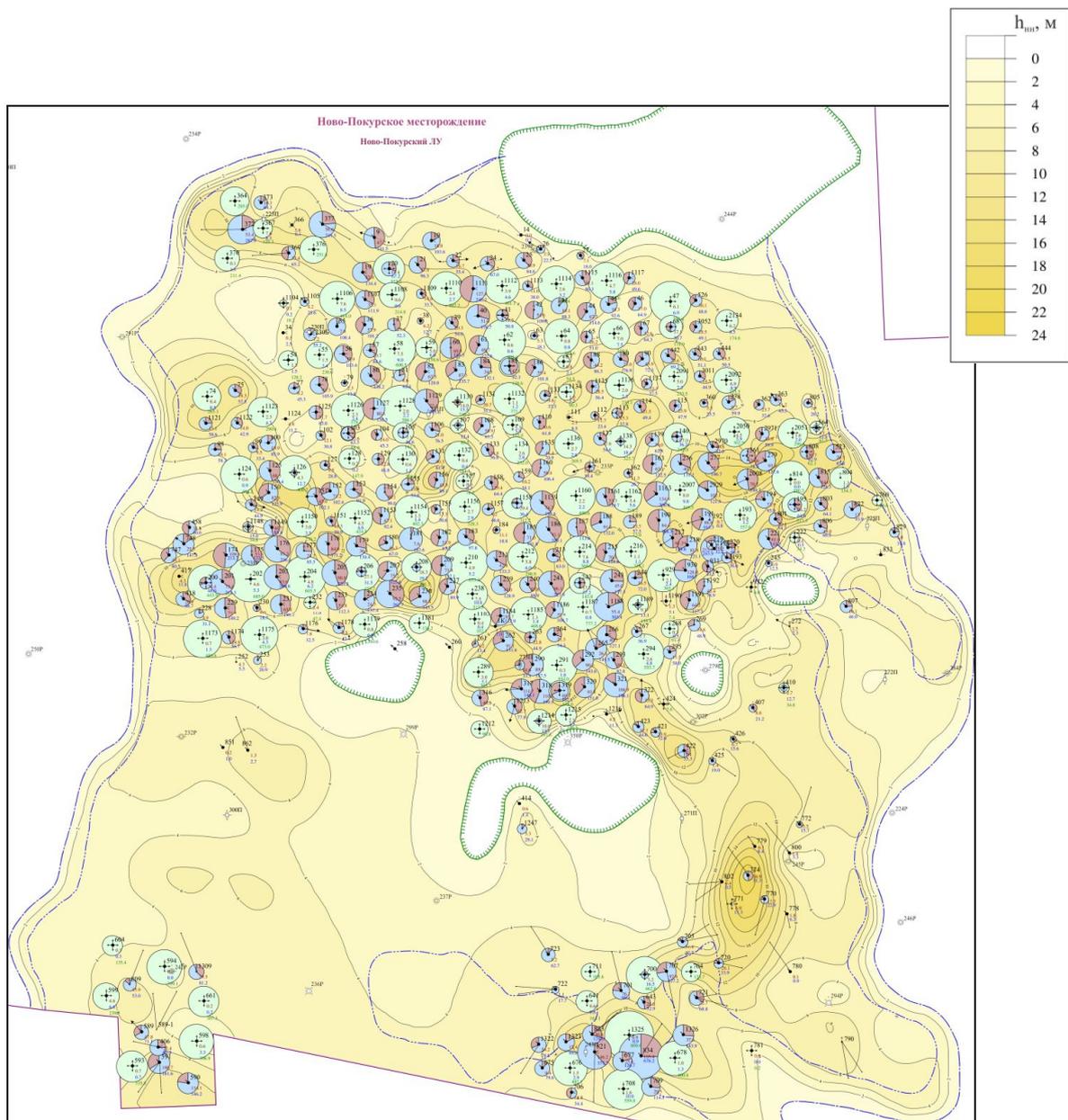


Рисунок 3 – Карта накопленных отборов. Объект ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

Выработка запасов неравномерна, что обусловлено неоднородностью геолого-физических параметров пласта.

Источником обводнения скважин на объекте являются закачиваемые воды. По результатам ПГИ отмечаются наличие заколонных перетоков.

Закачка воды на объекте ведется с 1991 года. Накопленный объем закачки – 33240 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная компенсация – 116,5 % (при проектной – 119,0 %).

Энергетическое состояние объекта удовлетворительное. Текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 26,3 МПа (ниже начального на 2,0 МПа и выше давления насыщения на 14,2 МПа).

Контроль за энергетикой залежи осуществляется методами ГДИ (КВД, КВУ, КПД). Охват фонда гидродинамическими исследованиями составляет 46 % (171 скв.).

За период разработки месторождения проведено 1109 ГТМ (в т.ч. ГРП, бурение горизонтальных скважин и боковых стволов, ОПЗ, перфорационные методы, РИР, ВПП и др.). Дополнительная добыча нефти от проведенных мероприятий составила 4916 тыс. т (33 % от общей добычи по месторождению). Удельный технологический эффект – 4,4 тыс. т на одну проведенную скважино-операцию. Наиболее эффективными являются бурение горизонтальных скважин (31,4 тыс.т/скв.) и БГС (12,3 тыс.т/скв.).

В 2009-2015 гг. из неработающего фонда планировалось ввести в эксплуатацию 50 скважин (38 добывающих и 12 нагнетательных). Фактически в работу введены 40 скважин (30 добывающих и 10 нагнетательных).

Литература.

1. Муфтахов Д.Ф. ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=436> (дата обращения: 08.12.2018).

2. Саликов А.С. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПРЕДЕЛАХ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Л // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=438> (дата обращения: 08.12.2018).

3. Резанов Д.С. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ УРЕНГОЙСКОГО РАЙОНА // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=437> (дата обращения: 08.12.2018).

4. Бойко А.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА УЛЬЯНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 2.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=428> (дата обращения: 08.12.2018).

5. Шарыга А.В. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШАИМСКОГО РАЙОНА // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 4.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=444> (дата обращения: 08.12.2018).