

*И. И. Юрчик<sup>1\*</sup>, А. А. Муравьева<sup>2</sup>*

## **Применение коэффициента аномальности пластового давления для оценки гидродинамических условий водоносных комплексов Ангаро-Ленской ступени**

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,  
г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация  
\* e-mail: YurchikII@ipgg.sbras.ru

**Аннотация.** В работе на примере рассолов Сибирской платформы (Ангаро-Ленская ступень) рассмотрены методические аспекты расчета коэффициента аномальности пластовых давлений для условий, когда плотность пластовых вод значительно превышает плотность пресных вод, используемой при расчете условного гидростатического давления. Показано, что в условия Сибирской платформы не учёт реальной плотности рассолов приводит к переоценке аномально низких пластовых давлений и значительной недооценке аномально высоких пластовых давлений.

**Ключевые слова:** коэффициент аномальности пластовых давлений, методика расчета, Ангаро-Ленская ступень, Сибирская платформа

*I. I. Yurchik<sup>1\*</sup>, A. A. Muravyova<sup>2</sup>*

## **Application of the reservoir anomalous pressure factor to estimation the hydrodynamic conditions of the Angara-Lena step**

<sup>1</sup> Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,  
Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation  
\* e-mail: YurchikII@ipgg.sbras.ru

**Annotation.** Using the example of brines of the Siberian platform (Angara-Lena step), methodological aspects of calculating the coefficient of anomalous reservoir pressures for conditions when the density of reservoir waters significantly exceeds the density of fresh water used in the calculation of conditional hydrostatic pressure are considered. It is shown that in the conditions of the Siberian Platform, not taking into account the real density of brines leads to an overestimation of abnormally low reservoir pressures and a significant underestimation of abnormally high reservoir pressures.

**Keywords:** anomaly coefficient of reservoir pressures, calculation method, Angara-Lena stage, Siberian platform

### ***Введение***

Основным методом оценки гидродинамических условий является построение гидродинамических карт и гидродинамических профилей. Однако при региональных построениях нередко возникают ситуации, когда карты, построенные для одной и той же территории разными авторами, показывают различное направление движения подземных вод. Этому есть ряд объективных причин [6,

9, 10]: сложное геологическое строение, неравномерная степень изученности в плане и разрезе, отсутствие методологии изучения гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов. Построение таких карт не всегда возможно в силу слабой и неравномерной изученности территории. В связи с этим коэффициент аномальности пластового давления может использоваться не только как технический показатель для расчета средней плотности бурового раствора, но и как один из параметров, гидродинамического состояния глубоких водоносных горизонтов. Основной целью исследования является оценка применимости различных вариантов расчета коэффициента аномальности пластовых давлений для водоносных комплексов, содержащих уникальные высокоминерализованные и сверхкрепкие рассолы, на примере Ангаро-Ленской ступени (Сибирская платформа).

### ***Методы и материалы***

Для расчета и анализа коэффициента аномальности пластовых давлений была использована база данных, созданная на основе материалов испытания скважин поискового и разведочного бурения на территории Ангаро-Ленской ступени. В основу расчетов положены замеры по 200 объектам в скважинах. В работе использованы методы расчета коэффициента аномальности пластовых давлений рассматриваемые различными авторами [1, 4, 11, 12].

### ***Результаты и их обсуждение***

По соотношению с пластами каменной соли докембрийское и палеозойское выполнение осадочного чехла Сибирской платформы Е.В. Пиннекером [8] было разделено на три гидрогеологические формации – надсолевую, соленосную и подсолевую. *Надсолевая гидрогеологическая формация* составляет верхнюю часть разреза от четвертичных отложений до подошвы верхоленской свиты включительно и является зоной активного водообмена. *Соленосная гидрогеологическая формация* включает в себя отложения от подошвы среднеусольской свиты до кровли нижнелитвинцевской свиты. В гидродинамическом отношении выступает переходной зоной между активным и сильно затрудненным водообменом. Соленосная гидрогеологическая формация представлена тремя водоносными комплексами: бельско-верхнеусольским, нижнеангараско-булайским и литвинцевским. *Подсолевая гидрогеологическая формация* занимает нижнюю часть разреза от подошвы нижнего венда до кровли нижнеусольской свиты. Представлена двумя водоносными комплексами: тирско-непским и нижнеусольско-даниловским. Соленосная и подсолевая гидрогеологические формации характеризуются застойным режимом водообмена.

Наибольший практический интерес представляют подсолевая и соленосная гидрогеологические формации. К отложениям тирско-непского водоносного комплекса, соответствующего венскому нефтегазоносному комплексу, приурочены залежи одиннадцати открытых на территории Ангаро-Ленской ступени месторождений углеводородов. Рассолы нижнеусольско-даниловского водоносного комплекса подсолевой гидрогеологической формации и бельско-верхнеусольского водоносного комплекса соленосной гидрогеологической формации представляют интерес как гидроминеральное сырье.

На сегодняшний день, существуют две точки зрения для расчета коэффициента аномальности. Для удобства назовем их  $ka_1$  и  $ka_2$ . Первый рассчитывается как отношение пластового давления к условному гидростатическому [1, 4, 11]:

$$ka_1 = \frac{P_{пл}}{P_{у.гидр.}}$$

где  $P_{у.гидр.}$  – условное гидростатическое давление в исследуемой точке пласта, рассчитываемое по формуле:

$$P_{у.гидр.} = \rho \cdot g \cdot H,$$

где  $\rho$  – плотность пресной воды равная  $1000 \text{ кг/м}^3$ ,  $g$  – ускорение свободного падения, равное  $9,80665 \text{ м/с}^2$ ,  $H$  – высота столба пластовых вод над исследуемой точкой.

Для того, чтобы исключить влияние реальной плотности пластовых вод на оценку степени аномальности пластовых давлений, было принято допущение, считать аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) – давления, превышающие пластовые на 30 % ( $ka_1 \geq 1,3$ ), а аномально низкими (АНПД), все, что ниже пластового ( $ka_1 < 1$ ) [4]. Б.Л. Александров [1] предлагает более дробную оценку пластовых давлений по коэффициенту аномальности: АНПД ( $ka_1 < 0,8$ ), пониженное пластовое давление ( $ka_1 = 0,8 \div 1,0$ ), нормальное пластовое давление ( $ka_1 = 1,0 \div 1,05$ ), повышенное пластовое давление ( $ka_1 = 1,05 \div 1,3$ ), высокое пластовое давление ( $ka_1 = 1,3 \div 2$ ), сверхвысокое пластовое давление ( $ka_1 > 2$ ).

Второй способ расчета коэффициента аномальности [5, 12] основан на отношении пластового давления к нормальному гидростатическому:

$$ka_2 = \frac{P_{пл}}{P_{н.гидр.}}$$

где  $P_{н.гидр.}$  – нормальное гидростатическое давление в исследуемой точке пласта, рассчитываемое по формуле:

$$P_{н.гидр.} = \rho_{с.в.} \cdot g \cdot H,$$

где  $\rho_{с.в.}$  – средневзвешенная плотность столба пластовой воды над исследуемой точкой.

Как совершенно справедливо было замечено [5] в случае, когда в водоносных комплексах встречаются пластовые воды с плотностью равной или выше  $1300 \text{ кг/м}^3$ , пластовое давление, уравновешенное столбом таких пластовых вод, не является аномальным. По коэффициенту аномальности пластовые давления делятся [5, 12] на АНПД ( $ka_2 < 1$ ) и АВПД ( $ka_2 > 1$ ).

Водоносные комплексы подсолевой и соленосной формации содержат уникальные рассолы с высокими содержаниями ценных микрокомпонентов, по сути

являющиеся жидкой рудой [2, 7, 8]. Как видно из рисунка 1, минерализация сверхкрепких рассолов достигает  $600 \text{ г/дм}^3$ , а плотность –  $1400 \text{ кг/м}^3$ . В связи с этим нами проведена оценка применимости коэффициента аномальности пластовых вод вышеописанными способами.

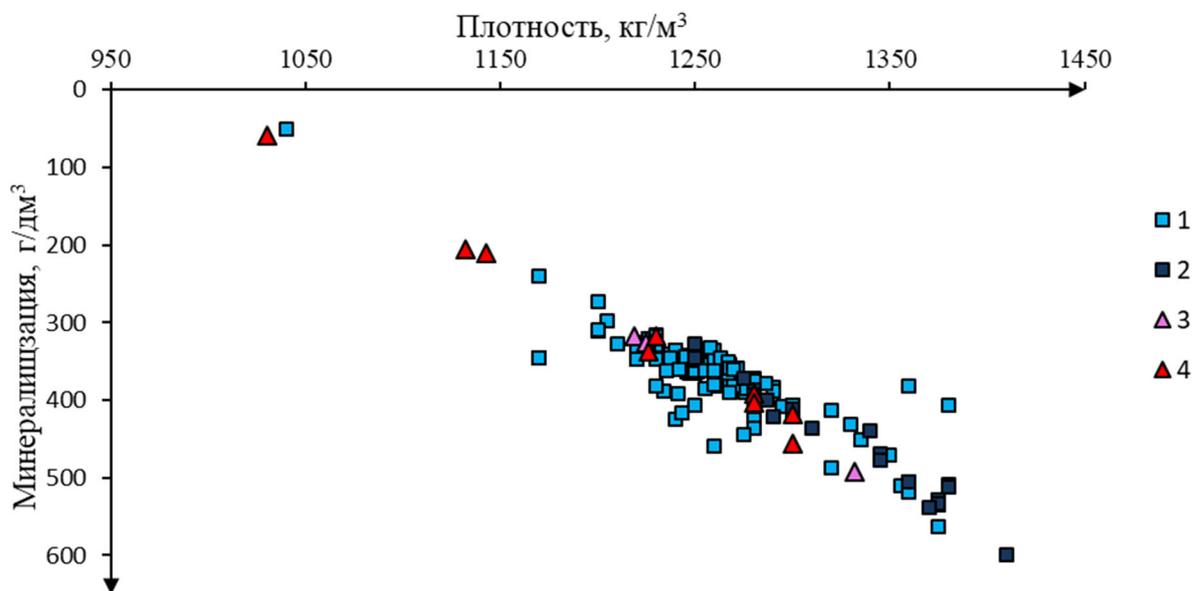


Рис.1. Зависимость плотности рассолов от величины их общей минерализации в пределах Ангаро-Ленской ступени.

Водоносные комплексы: 1 – тирско-непский; 2 – нижеусольско-даниловский; 3 – бельско-верхнеусольский; 4 – нижеангарско-булайский.

На территории Ангаро-Ленской ступени, в зависимости от глубины залегания водоносного комплекса, пластовые давления изменяются в широких пределах (рис. 2). Пластовые давления значительно ниже нормального гидростатического и даже условного гидростатического в основном приурочены к тирско-непскому водоносному комплексу. Высокие пластовые давления, значения которых приближаются к условному литостатическому (давление, оказываемое на пласт весом вышележащих отложений) установлены в нижеусольско-даниловском комплексе (усольская свита, осинский продуктивный горизонт).

При прохождении зон с пластовыми давлениями, приближающимися к литостатическим скважины закономерно фонтанируют (Верхоленская 100; Балаганкинская 2, 3; Ковыктинская 3, 18, 52). Скважины с низкими пластовыми давлениями, характеризуются либо очень незначительными притоками, практически «сухой», либо интенсивными поглощениями бурового раствора. В результате, бурение части скважин было преждевременно остановлено [2, 3]. Наличие АНПД давлений в подсолевой гидрогеологической формации является характерной особенностью южных территорий Сибирской платформы. Анализируя причины этого явления, Ю.И. Яковлев и Р.Т. Семашев [13] обосновали выделение водонапорной системы депрессионного типа.

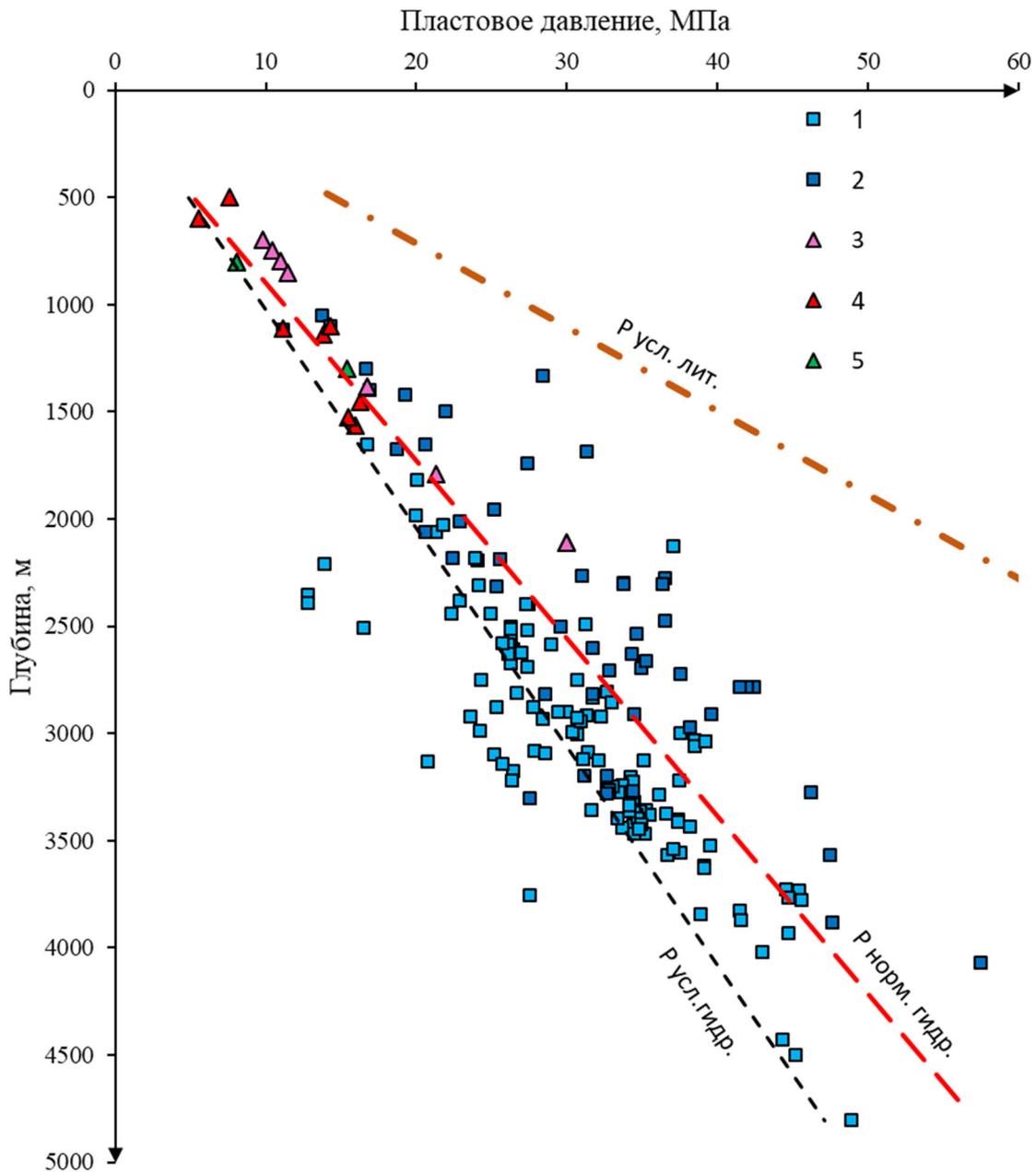


Рис. 2. Изменение пластового давления с глубиной в водоносных комплексах подсолевой и соленосной гидрогеологических формаций на территории Ангаро-Ленской ступени.

Водоносные комплексы: 1 – тирско-непский; 2 – нижеусольско-даниловский; 3 – бельско-верхнеусольский; 4 – нижеангарско-булайский; 5 – литвинцевский.

Кроме выше описанных классификаций в литературе встречается масса других, большей частью для давлений выше условного гидростатического. Наиболее часто встречаемые критерии: нормальные – отклонение от  $P_{у.гидр.}$  не более 10 %, повышенные/пониженные – отклонение на 10-30 %, аномальные – более чем на 30 %. Принимая во внимание, что граница в 30 % была установлена,

чтобы компенсировать различие плотности пресных и пластовых вод [4], которое утрачивает свою актуальность при использовании в расчетах нормального гидростатического давления, основанного на средневзвешенном значении плотности, нами в данной работе принято разделение пластовых давлений по степени аномальности в следующих границах: нормальное – отклонение от  $P_{н.гидр.}$  не более 5 %, повышенные/пониженные – отклонение на 5-15 %, аномальные – более чем на 15 % (рис. 3).

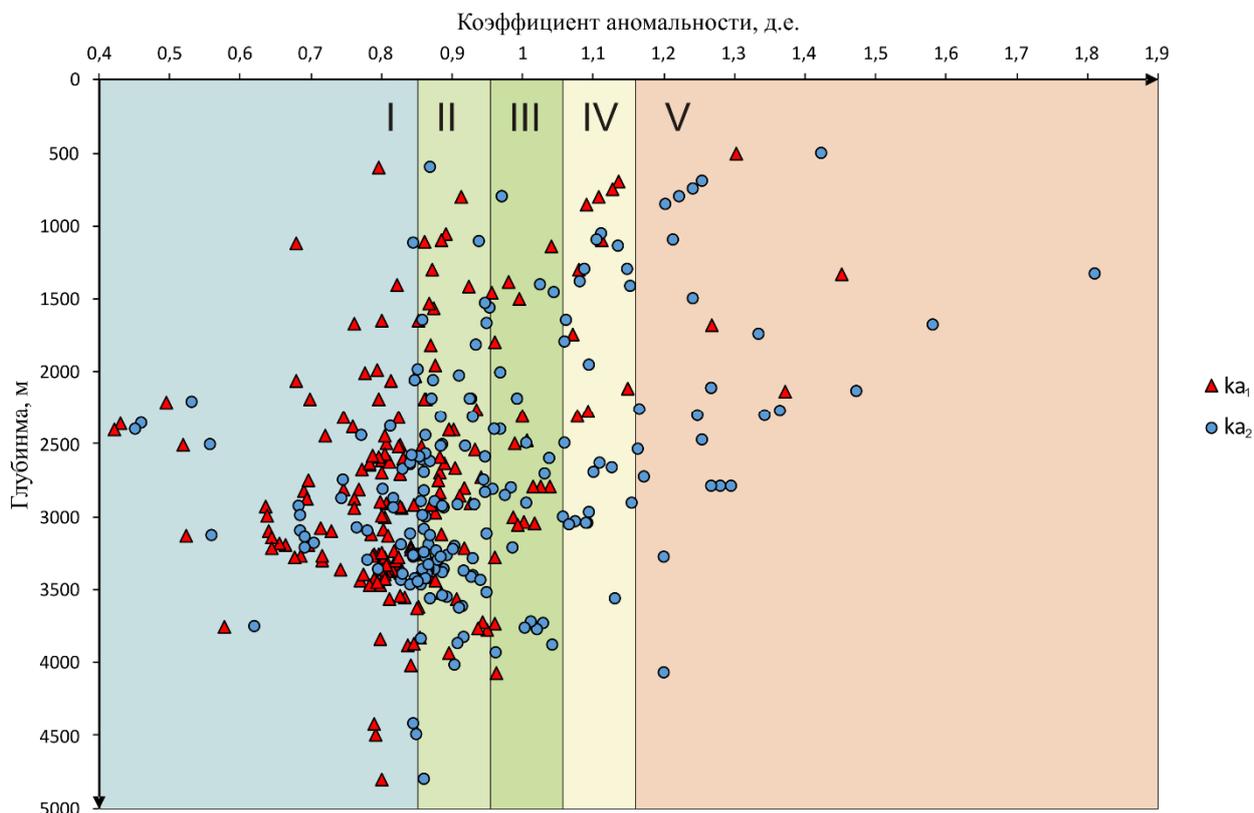


Рис. 3. Распределение коэффициентов аномальности, посчитанных разными способами в изученных интервалах геологического разреза. Зоны пластовых давлений: I – аномально низких, II – пониженных, III – нормальных, IV – повышенных, V – аномально высоких.

Анализ рис. 3 показывает, что значения коэффициента аномальности рассчитанные разными способами имеют существенные расхождения. Для зоны АНПД расхождения могут достигать 20 %, в то время как для зоны АВПД – 45 %. Это ведет в случае АНПД к их переоценке, а в случае АВПД – значительной недооценке.

### Заключение

Проведенные расчеты наглядно показывают, что для территории Ангаро-Ленской ступени (Сибирской платформы), где в водоносных комплексах залегают уникальные высокоминерализованные и сверхкрепкие рассолы, необхо-

димо учитывать значительное увеличение плотности рассолов по сравнению с пресными водами и для оценки аномальности пластовых давлений рассчитывать коэффициент аномальности, как отношение пластового давления к нормальному гидростатическому. Где в расчете нормального гидростатического деления учитывается средневзвешенная плотность столба пластовой воды над исследуемой точкой.

### ***Благодарности***

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ FWZZ-2022-0014.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных районах. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
2. Алексеев С.В., Вахромеев А.Г., Коцупало Н.П., Рябцев А.Д. Промышленные рассолы Сибирской платформы: гидрогеология, бурение и добыча, переработка, утилизация. – Иркутск: Изд-во «Географ», 2014. – 162 с.
3. Анциферов А.С. Формирование и прогноз аномально-высоких пластовых давлений на юге Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. – М.: ГЕОС, 2005. – С 20-22
4. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов / Под ред. доктора геол.-минерал. наук Н.С. Окновой. – СПб.: Недра, 2005. – 324 с.
5. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. – М.: Недра, 1989. – 287 с.
6. Дюнин В.И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
7. Новиков Д.А., Черных А.В., Константинова Л.Н., Дульцев Ф.Ф., Юрчик И.И. Гидрогеохимия венда Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8 – С. 1081-1101
8. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна: закономерности размещения, состав, динамика, формирование и использование. – М.: Наука, 1966. – 322 с.
9. Суббота М.И., Клементов В.Ф., Стадник У.В., Зорькин Л.М., Яковлев Ю.Я. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа. – М.: Недра, 1990. – 221 с.
10. Ильченко В.П., Акулинчев Б.П., Гирин Ю.Г. [и др.] Технология газопромысловых гидрогеологических исследований /Под ред. Л.М. Зорькина, Б.П. Акулинчева. – М.: Недра, 1997. – 299 с.
11. Тхостов Б.А. Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы. – М., Недра, 1966. – 268 с.
12. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. Пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 398 с.
13. Яковлев Ю.И., Семашев Р.Т. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа // Геология нефти и газа. – 1982. – № 9. – С.23-27.

© И. И. Юрчик, А. А. Муравьева, 2023