

УДК 553

## КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ НАПРЯЖЕННОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

*Григорьев М. А.<sup>1</sup>, Ширяева И. В.<sup>2</sup>, Григорьев А. М.<sup>3</sup>*

QUANTITATIVE ASSESSMENT OF GEOLOGICAL FACTORS AND FLUID DYNAMIC TENSION  
FACTORS OF DEEP TANKS

Grigoriev M. A., Shiryayeva I. V., Grigoriev A. M.

The main geological factors fluid dynamic tension Chokrak tanks northern edge of the West Kuban basin, given their quantitative assessment. Analyzed geological factors responsible for the differentiation of fluid field in the plan and the section within the coeval deposits and one geostructural zone. The findings can be used as part of the exploration in the study region.

Keywords: reduced water pressure, reservoir pressure, fluid dynamic link, geostatistical load, hydraulic differentiation.

Пластовое давление является одним из важнейших флюидодинамических параметров, информация о котором необходима на всех стадиях геологоразведочных работ, при подсчете запасов и разработке месторождений нефти и газа. Не менее важен количественный прогноз пластовых давлений в слабоизученных регионах на стадиях, предшествующих бурению, при составлении проектных документов на строительство скважин. С учетом этого представляется целесообразным на примере чокракских отложений северного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) рассмотреть факторы, определяющие его величину.

На начальных этапах изучения пластового давления в нефтяной геологии доминировала точка зрения об универсальной гидродинамической модели, определяющей энергетический потенциал пласта, отраженная в работах А. И. Силина–Бекчурина [1, 2]. Согласно этой модели главной причиной, вызывающей движение подземных вод, является сила гравитации. М. Ф. Мирчинк считал, что величина пластового давления находится в прямой зависимости от глубины залегания

пласта, и, может изменяться в пределах 0,7–1,2 от гидростатического. Известно, что гидростатическое давление «равно весу столба воды с плотностью 1 г/см<sup>3</sup> высотой от данной точки пласта до земной поверхности» [3].

В конце 40-х годов прошлого века были установлены факты значительного превышения пластовых давлений над гидростатическими. В отечественной литературе подобные случаи впервые приведены в работе [4], такие давления названы «аномально высокими» (АВПД). В 1964 г. К. А. Аникиев [5] предложил понимать под АВПД такое давление, которое в 1,5–2,0 раза и более превышает гидростатическое. Примерно в это же время для оценки степени «аномальности» вводится понятие коэффициента негидростатичности (аномальности), который определяется отношением пластового давления к гидростатическому. Следует отметить, что данный коэффициент применяется для расчета плотности бурового раствора при составлении проектных документов на бурение скважин и является по сути технологическим. В [6, 7] неоднократно высказывались справедливые замечания, что применение коэф-

<sup>1</sup>Григорьев Михаил Александрович, канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры региональной и морской геологии Кубанского государственного университета; e-mail: geosarmat@mail.ru.

<sup>2</sup>Ширяева Ирина Владимировна, аспирантка кафедры региональной и морской геологии Кубанского государственного университета; e-mail: srupticbezam@mail.ru.

<sup>3</sup>Григорьев Алексей Михайлович, студент геологического факультета Кубанского государственного университета; e-mail: geosarmat@mail.ru.

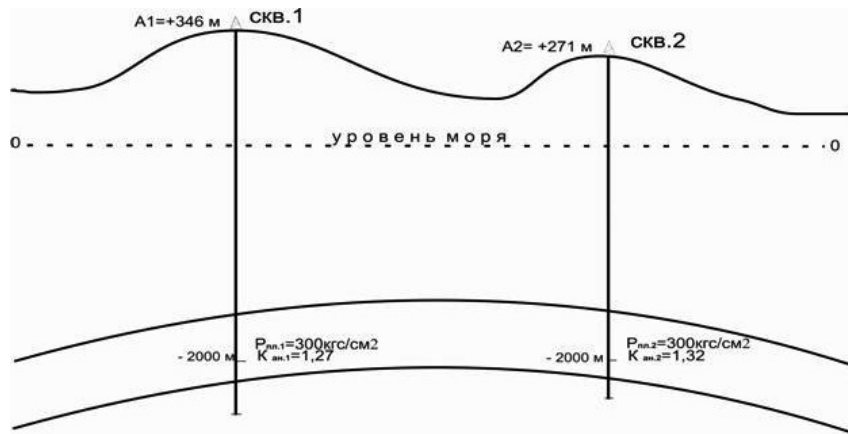


Рис. 1. Изменение коэффициента аномальности в зависимости от альтитуды скважин

фициента аномальности для количественного сравнения давлений, установления гидродинамического единства резервуаров, наличия межпластовых перетоков и определения направления движения пластовых флюидов может приводить к серьезным ошибкам. Так из рис. 1 видно, что при одинаковой абсолютной отметке ( $-2000$  м) замеров пластового давления в одном пласте и идентичных величинах давлений ( $300$  кгс/см<sup>2</sup>) коэффициент аномальности за счет различия альтитуд ( $+346$  м в скв. 1 и  $+271$  м в скв. 2) изменяется от 1,27 до 1,32. Значения альтитуд взяты по конкретным скважинам месторождений южного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП). Из этого следует, что применение коэффициента аномальности при характеристике флюидодинамической обстановки глубокопогруженных резервуаров возможно только для ее качественной оценки и отражает (помимо основного прикладного аспекта), прежде всего, степень отклонения реальных флюидодинамических условий от идеальной модели артезианского бассейна.

Ранее [8, 9] было показано, что в чокракских отложениях северного борта ЗКП в региональном плане также существует зависимость увеличения значений пластовых давлений с глубиной. Однако очевидно, данная зависимость (рис. 2) не объясняет более чем двукратное превышение пластовых давлений рассматриваемой части осадочного чехла над гидростатическими (линия на графике). Кроме того, неясно, почему при близких глубинах величины пластовых давлений различаются более чем на  $50$  кгс/см<sup>2</sup> (облако точек в нижней правой части графика). При этом следует отметить, что точки 2, 3, 4, 5, 6

исключены из анализа, так как замеры производились в условиях опережающего ввода залежей в разработку и отражают темп падения давления в процессе эксплуатации по Морозовскому и Южно-Морозовскому месторождениям.

Региональное развитие АВПД в чокракских отложениях северного борта ЗКП объясняется преимущественно глинистым характером рассматриваемой части осадочного чехла при резко подчиненном развитии песчаных разностей. В сочетании с устойчивыми нисходящими тектоническими движениями в майкоп-антропогеновое время, обеспечивающими прогрессирующее увеличение геостатической нагрузки, и изолированностью чокракских резервуаров (то есть отсутствием разгрузки) это приводит к повсеместному развитию сверхгидростатических давлений в изучаемом районе. Последнее позволяет считать геостатическое давление важным фактором, контролирующим величину пластовых давлений в чокракских отложениях северного борта ЗКП на региональном уровне.

Вместе с тем, на локальном уровне, в пределах отдельных структур, закономерность увеличения давлений с глубиной прослеживается далеко не всегда. Так, точки 7 и 8 на рис. 2, отражающие замеры пластовых давлений в скв. 1 и 2 площади Терноватой, показывают, что в скв. 1 на большей глубине зафиксировано меньшее давление, чем в скв. 2. Аналогичная картина наблюдается на Прибрежном (точки 16, 17) и других месторождениях. Кроме того, если качественная тенденция увеличения пластовых давлений с глубиной сохраняется, изменение сравниваемых параметров происходит весьма прихот-

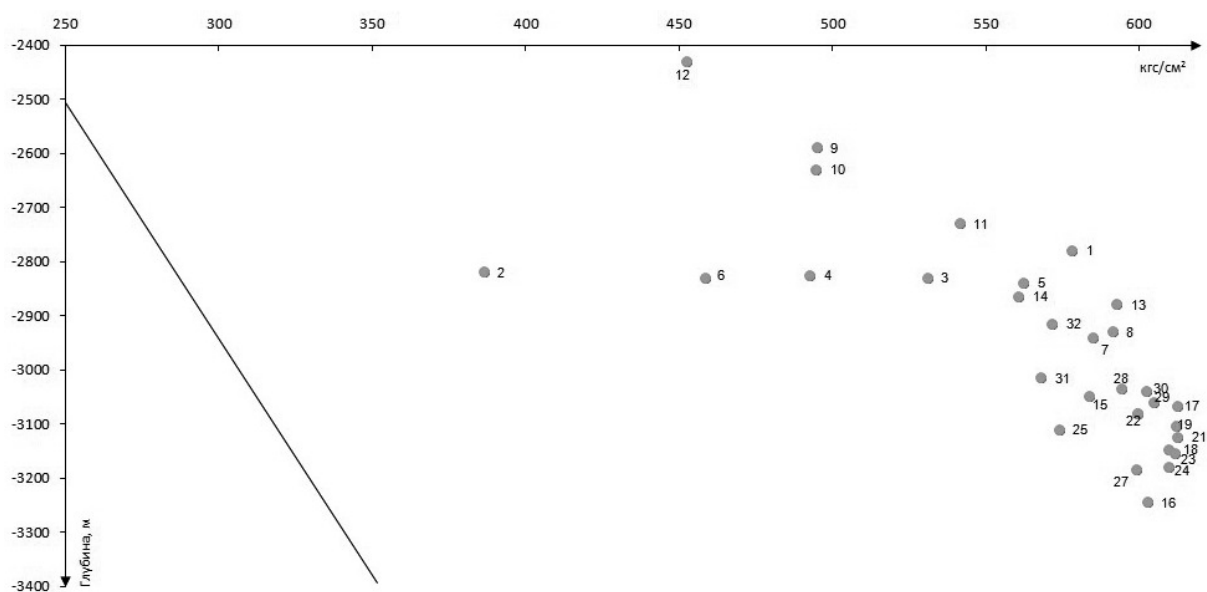


Рис. 2. График изменения пластовых давлений с глубиной залегания чокракских отложений на северном борту Западно-Кубанского прогиба [9, 10].

Прямой линией обозначена линия гидростатического давления.

Точки №1–13 — замеры по площадям ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз».

Точки №13–32 — замеры по площадям ООО «Кубаньгазпром».

Точки №1–4 — пл. Морозовская, скв. 2, 5, 6, 7. Точки №5–6 — пл. Южно-Морозовская, скв. 1, 2.

Точки №7–8 — пл. Терноватая, скв. 1, 2. Точки №9–11 — пл. Варавенская, скв. 2, 1. Точка №12 — пл. Черноерковская, скв. 3. Точки №13–19 — пл. Западно-Беликовская, скв. 6. Точки №14–19 — пл. Прибрежная, скв. 3, 9, 14, 15, 21. Точки №20–24 — пл. Восточно-Прибрежная, скв. 2, 3, 4, 5. Точки №1–4 — пл. Северо-Прибрежная, скв. 1. Точки №29–32 — пл. Южно-Черноерковская, скв. 1.

ливо и не может быть аппроксимировано линейной зависимостью. Это относится к точкам 9, 10, 11 (площадь Варавенская), 28, 29, 30, 31 (площадь Южно-Черноерковская) и др. Следует подчеркнуть, что с результатами исследования всех скважин, замеры давлений по которым вынесены на график, авторы имели возможность ознакомиться. Это позволяет исключить возможность технического брака и дает основание считать картину распределения пластовых давлений по разрезу чокракских отложений реальной. Особенно показательным является распределение пластовых давлений чокрака по разрезу скв. 1 Южно-Черноерковской (точки 28, 29, 30, 31), где изменение сравниваемых параметров носит непредсказуемый характер. Приведенные факты резкой гидравлической дифференцированности резервуаров, в том числе и в одной скважине, позволяют утверждать, что флюидодинамическая связь между пачками чокракских отложений отсутствует даже на локальном уровне.

Для количественной оценки роли геостатической нагрузки в формировании конкрет-

ных значений пластовых давлений на локальном уровне были построены графики сопоставления величин приведенных к уровню моря напоров и мощностей вышележащих отложений по скважинам Песчаной, Прибрежной и Восточно-Прибрежной площадей (рис. 3).

Отметим, что пересчет пластовых давлений в напоры с последующим приведением последних к единой плоскости сравнения делает возможным их количественное сравнение и позволяет избежать возможных ошибок, связанных с привлечением для этой цели коэффициента аномальности. Поскольку песчаные пачки чокрака являются целевыми поисковыми объектами, весь его разрез вскрыт малым количеством скважин. Поэтому для сопоставления использовались мощности вышележащих отложений от дневной поверхности до подошвы карагана включительно.

Если в качестве отправной точки принять положение, что на величину пластового давления превалирующее влияние оказывает геостатическая нагрузка, следует ожи-

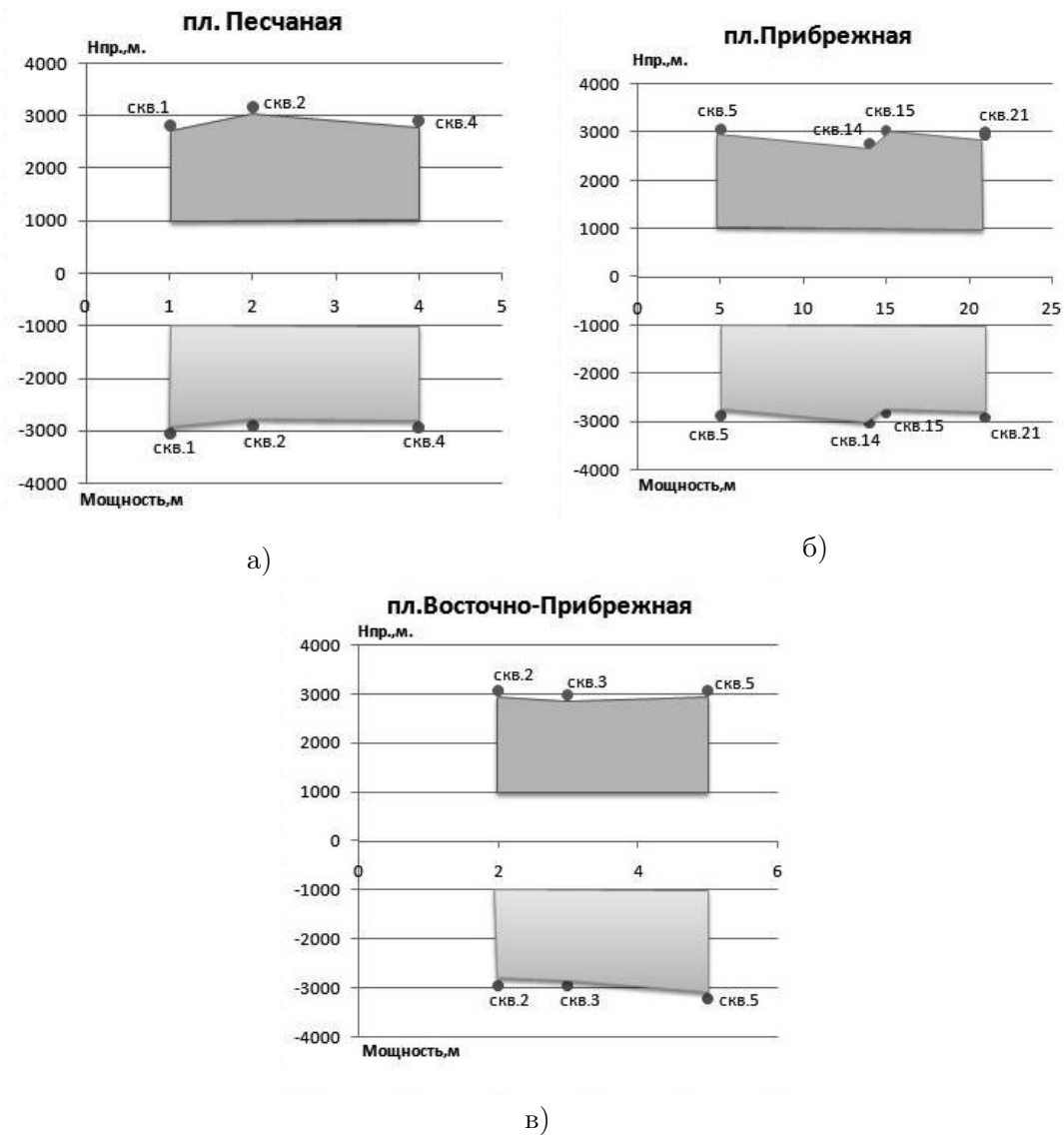


Рис. 3. Графики сопоставления величин приведенных к уровню моря напоров и мощностей вышележащих отложений по скважинам промысловых площадей северного борта ЗКП. Площади: а — Песчаная, б — Прибрежная, в — Восточно-Прибрежная

дать прямой (или близкой к прямой) пропорциональной зависимости между величиной приведенного напора и мощностью вышележащих отложений. Иными словами, чем значительнее мощность перекрывающей части осадочного чехла, тем большее значение приведенного напора должно ей соответствовать. В этом случае величины приведенных напоров должны контролироваться структурным фактором, а эквипотенциальные поверхности (линии равных напоров) повторять структурный план кровли изучаемых отложений. При этом максимальные напоры должны быть приурочены к погруженным крыльевым зонам, а минимальные

— к сводовым частям поднятий. Графическое представление величин приведенных напоров и мощностей вышележащих отложений теоретически должно представлять две зеркально симметричные линии с осью симметрии по линии приведения (уровень моря).

Анализ графиков сопоставления приведенных напоров и мощностей вышележащей осадочной толщи по трем промысловым площадям северного борта ЗКП (рис. 3) показывает, что на двух из них (Песчаное и Прибрежное месторождения) наблюдается прямо противоположная картина. Так, минимальному напору в скв. 1 Песчаной соответствует максимальная мощность вышележа-

щей толщи, а в скв. 2 напротив, максимальный напор приурочен к минимальной мощности. То же самое относится к Прибрежной площади по скважинам 5, 14 и 15, а в скважинах 14 и 21 при близких мощностях фиксируются разные напоры. По Восточно-Прибрежной площади выраженной закономерности между сравниваемыми показателями не прослеживается. Из этого следует, что геостатическое давление является отнюдь не единственным и не доминирующим геологическим фактором, контролирующим величины пластовых давлений чокракских резервуаров на локальном уровне. Кроме того, отсутствие закономерностей в распределении пластовых давлений в пределах одной структуры, резкий незакономерный перепад приведенных напоров на коротком в плане расстоянии приводят к выводу, что наблюдаемая картина отражает статичное состояние флюидов в чокракских отложениях северного борта ЗКП. Учитывая изолированный характер чокракских резервуаров, нет никаких оснований считать, что между ними когда-либо существовала устойчивая во времени латеральная или вертикальная флюидодинамическая сообщаемость. Из этого, в свою очередь, следует, что формирование чокракских углеводородных (УВ) залежей невозможно объяснить с традиционных позиций, опирающихся на решающую роль в этом процессе длительной дальней латеральной или вертикальной миграции, выступающей в качестве транспортного агента УВ из погруженных приосевых частей прогиба или нижележащих отложений.

Переходя к анализу возможных геологических причин, обуславливающих резкую гидравлическую дифференцированность чокракских резервуаров северного борта ЗКП на локальном уровне, уместно вспомнить, что Б.А. Тхостов [10] считал величину пластового давления во многом функцией горного давления, под которым было предложено понимать сумму геостатического и геотектонического давлений. Вклад геостатической составляющей достаточно полно исследован в работах [6, 10, 11]. Средний градиент геостатического давления (равный 2,3) принят на основании многочисленных лабораторных определений плотности осадочных пород. Что же касается геотектонической составляющей, то вычленить ее вклад в формирование величины пластового давления достаточно сложно, поскольку величина данно-

го параметра не может быть определена прямыми инструментальными методами.

Очевидно, что оценка роли геотектонического давления в формировании пластовой энергии подземных резервуаров невозможна без понимания тех механизмов, которые обуславливают движения и деформации земной коры, а также насыщающих ее флюидов. В течение многих лет в геологии доминировала точка зрения, что тектонический облик земной коры в решающей степени формируется под влиянием ее постоянных медленных вертикальных движений, которые носят колебательный характер. Базовые положения этой теории заложены в основу большинства представлений об условиях генерации, миграции, аккумуляции и консервации залежей нефти и газа (осадочно-миграционная теория), понятий «гидрогеологический цикл», «элизионный режим водообмена» и др. Анализ полей давлений в чокракских отложениях северного борта ЗКП показывает, что попытка объяснить их распределение с позиций медленных возвратно-поступательных вертикальных движений земной коры вызывает ряд весьма серьезных затруднений. В частности, не находит объяснения отсутствие закономерностей в плановом распределении пластовых давлений, а также их четких закономерных изменений по вертикали на локальном уровне, что неизбежно должно происходить при доминирующем воздействии вертикальных нагрузок, особенно если принять во внимание, что величина литостатической нагрузки для западной части северного борта ЗКП примерно одинакова.

На наш взгляд, наблюдаемая картина распределения полей давлений в чокракских отложениях исследуемого региона без видимых противоречий объясняется, если рассматривать в качестве основного источника геотектонического давления горизонтальные тектонические движения и боковой стресс, воздействующий в том числе и на изучаемую часть осадочного чехла. Положение о доминирующей роли тангенциального стресса в формировании тектонического облика Западно-Кубанского, Керченско-Таманского, Туапсинского прогибов затрагивается в работах [12, 13]. Применительно к флюидодинамической обстановке чокракских отложений северного борта ЗКП такой подход позволяет объяснить отсутствие четких закономерностей в плановом и вертикальном распределении величин пласто-

вых давлений, иногда даже по разрезу одной скважины. Причина этого заключается, во-первых, в анизотропности осадочных пород, во-вторых, в нелинейном характере передачи тектонических напряжений. Вследствие плановой и вертикальной анизотропии осадочных пород эти напряжения многократно меняют свой вектор, частично или полностью разряжаются, что, с некоторой долей условности, можно уподобить «эффекту сминаемого бумажного листа», когда количество, направление и протяженность складок бумаги носит непредсказуемый характер. Более консолидированные прочные фрагменты сохраняют целостность и меняют ориентировку осей геодинамических напряжений примерно так же, как это происходит при движении льдин во время ледохода. Эти напряжения, в свою очередь, мгновенно (с точки зрения геологического времени) передаются насыщающим осадочные породы флюидам, что и создает достаточно резкую дифференциацию флюидных полей в плане и по разрезу в пределах разновозрастных отложений и одной геоструктурной зоны. При этом важно отметить, что активизация тектонических движений носит непрерывно-прерывистый пульсационный характер [14] и чередуется с продолжительными периодами «спокойного эволюционного развития территории» [13]. Согласно имеющимся данным [15], на территории Северного Предкавказья в послемайкопское время выделяются три компрессионные стадии, приуроченные к тарханскому, нижнесарматскому и понтическому времени. Кроме того, там же высказывается предположение, что в настоящее время происходит еще один этап регионального тектонического сжатия. Очевидно, что формирование залежей нефти и газа в этом случае также должно контролироваться импульсами резкого усиления тектонической активности и представлять собой кратковременный процесс, связанный с реализацией (разрядкой) тектонических напряжений, созданием «короткоживущих» зон флюиодинамической сообщаемости, форсированным преобразованием органического вещества пород за счет высвобождения значительных количеств тепловой энергии и в конечном итоге — созданием залежей нефти и газа.

Приведенные факты позволяют сделать следующие выводы:

1. Геостатическая нагрузка является геологическим трендом, контролирующим вели-

чины пластовых давлений на региональном уровне в пределах геоструктурной зоны.

2. Резкая гидравлическая дифференцированность чокракских резервуаров отражает статичное состояние насыщающих их флюидов.

3. Изолированный характер чокракских резервуаров не дает никаких оснований считать, что между ними когда-либо существовала устойчивая во времени латеральная или вертикальная флюиодинамическая сообщаемость.

4. Формирование чокракских углеводородных (УВ) залежей невозможно объяснить с позиций, опирающихся на решающую роль в этом процессе непрерывной дальней латеральной или вертикальной миграции.

5. Резкий перепад напоров в плане и по разрезу на локальном уровне при отсутствии четких закономерностей является следствием и индикатором современных геодинамических напряжений.

6. Механизм формирования чокракских углеводородных залежей может быть связан с импульсами полной или частичной реализации геотектонических напряжений, кратковременным созданием и последующим смыканием зон флюиодинамической проводимости, ускоренной переработкой органического вещества пород за счет высвобождения значительных количеств тепловой энергии.

### Литература

1. *Силин-Бекчуринов А. И.* Формирование подземных вод Северо-Востока Русской платформы и западного склона Урала: Тр. Лаборатории гидрогеологических проблем им. Акад. Ф. П. Саваренского. Т. IV. М.: Изд-во АН СССР, 1949. 159 с.
2. *Силин-Бекчуринов А. И.* Динамика подземных вод. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1958. 258 с.
3. Словарь по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1988. 679 с.
4. *Мелик-Пашаев В. С.* О природе больших пластовых давлений в областях развития грязевого вулканизма // Азерб. нефтяное хозяйство. 1949. С. 4-5.
5. *Анижиев К. А.* Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Л.: Недра, 1964. 168 с.
6. *Михайлов И. М.* Потенциальная энергия пластовых флюидов. М.: Наука, 1987. 95 с.
7. *Акулиничев Б. П., Орлов А. А.* Об информативности коэффициентов аномальности пластовых давлений в

- нефтегазовой гидродинамике. [URL] [http://oilgasjournal.ru/vol\\_3/akulinchev.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_3/akulinchev.pdf).
8. Григорьев М. А., Ширяева И. В. Флюидодинамические условия и фазовое состояние залежей УВ в чокракских отложениях западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. 2012. № 4. С. 56–62.
  9. Григорьев М. А., Ширяева И. В. Условия формирования пластовой энергии в чокракских отложениях западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа: материалы II Всероссийской научно-технической конференции Академии наук ЧР, Грозный, КНИИ РАН, 2012. С. 38–45.
  10. Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы. М.: Недра, 1966. 268 с.
  11. Фертель У. Х. Аномальные пластовые давления. М.: Недра, 1980. 398 с.
  12. Попков В. И. Геодинамическая обстановка формирования структуры Западно-Кавказских кайнозойских прогибов // Геология, география и глобальная энергия. 2010. № 3 (38). С. 23–26.
  13. Попков В. И. Постседиментационный характер развития внутриплитных дислокаций как отражение импульсивности деформационных процессов // Геодинамика и тектонофизика, 2013. № 4. С. 327–339.
  14. Григорьев М. А. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности миоценовых отложений Западно-Кубанского прогиба. Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. М.: Геоинформмарк, 1996. 34 с.
  15. Тимошкина Е. П., Леонов Ю. Г., Михайлов В. О. Формирование системы горное сооружение – предгорный прогиб: геодинамическая модель и ее сопоставление с данными по Северному Предкавказью // Геотектоника. 2010. № 5. С. 3–21.

Ключевые слова: приведенные напоры, пластовые давления, флюидодинамическая связь, геостатическая нагрузка, гидравлическая дифференцированность.

---

Статья поступила 12 ноября 2013 г.

Кубанский государственный университет, г. Краснодар

© Григорьев М. А., Ширяева И. В., Григорьев А. М., 2013