

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/39\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2018)

УДК 553.981.23:551.736.3(571.56)

**Погодаев А.В.**АО «Туймааданефтегаз», Якутск, Россия, [a\\_pogodaev@tngas.ru](mailto:a_pogodaev@tngas.ru)

## **ВЛИЯНИЕ РЕЖИМА АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА В ВЕРХНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА**

*Основные месторождения Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции открыты в пределах Хапчагайского района Виллюйской нефтегазоносной области. Массивный характер пермской газовой залежи, контролируемой Хапчагайским поднятием, и первые оценки потенциальных запасов гигантской ловушки, основывались на больших линейных размерах мегавала. Наличие аномально высокого давления указывало на исключительные изолирующие качества неджелинского экрана и правомерность такого прогноза. Пластовая форма размещения залежей, принятая по итогам разведки, активно дискутируется. Она значительно снизила запасы ловушки и противоречит первоначальной «массивной» модели. Наряду с притоками газа из пермских отложений при испытании скважин получены притоки пластовых вод. Анализ гидрогеологического опробования указывает на наличие высокого градиента латерального напора. Распределение пластовых давлений в контуре мегавала характеризуется интервалом значений, сопоставимым с амплитудой самой ловушки, что говорит о её гидродинамической раскрытости. Установлено определяющее влияние динамики верхнепермской гидрогеологической системы на условия сохранности газовых залежей Хапчагайского района. Предложена концептуально новая геологическая модель строения газовых залежей. Сделан вывод, что пермский продуктивный комплекс Хапчагайского мегавала объективно утратил преобладавший «массивный» газовый характер насыщения, а положение границы «газ-вода» в новых условиях определяется не только структурным фактором, но и динамикой водоносного комплекса. Вероятность открытия залежей в пермских горизонтах сохраняется в пределах пологих участков южного склона мегавала. Дополнительный миграционный поток в направлении южного борта является благоприятным фактором для образования новых скоплений углеводородов на прилегающих территориях.*

**Ключевые слова:** пермские отложения, аномально высокое пластовое давление, гидрогеологическая система, градиент напора, месторождения газа, Виллюйская нефтегазоносная область, Сибирская платформа.

В тектоническом отношении Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция приурочена к внешнему платформенному обрамлению Сибирской платформы и соответствует выделяемым здесь Виллюйской синеклизе и Предверхолянскому прогибу. Мощность осадочных образований в центральной части составляет 12-15 км. В составе осадочного чехла присутствуют возрастные подразделения рифея(?), позднего докембрия, палеозоя и мезозоя. В отношении нефтегазоносности преобладающее значение имеют верхнепалеозой-мезозойские отложения, в которых развиты три регионально выдержанные толщи существенно глинистого состава, выполняющие роль основных флюидоупоров

(неджелинская и мономская свиты нижнего триаса, сунтарская свита нижней юры). С этими глинистыми толщами-флюидоупорами в рамках природных резервуаров связаны нефтегазоносные комплексы: пермо-триасовый (ПТ), нижнетриасовый и нижнеюрский.

Все основные месторождения провинции открыты в пределах Вилуйской нефтегазоносной области (НГО) (восточная часть Вилуйской синеклизы) и приурочены к Хапчагайской и Логлорской структурным зонам нефтегазонакопления (ЗНГН), которые обрамляют основной очаг генерации углеводородов (УВ), связанный с Линденской впадиной. Газоконденсатные залежи установлены в интервале глубин 1-4 км, в терригенных отложениях верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского продуктивных комплексов [Геология нефти..., 1981].

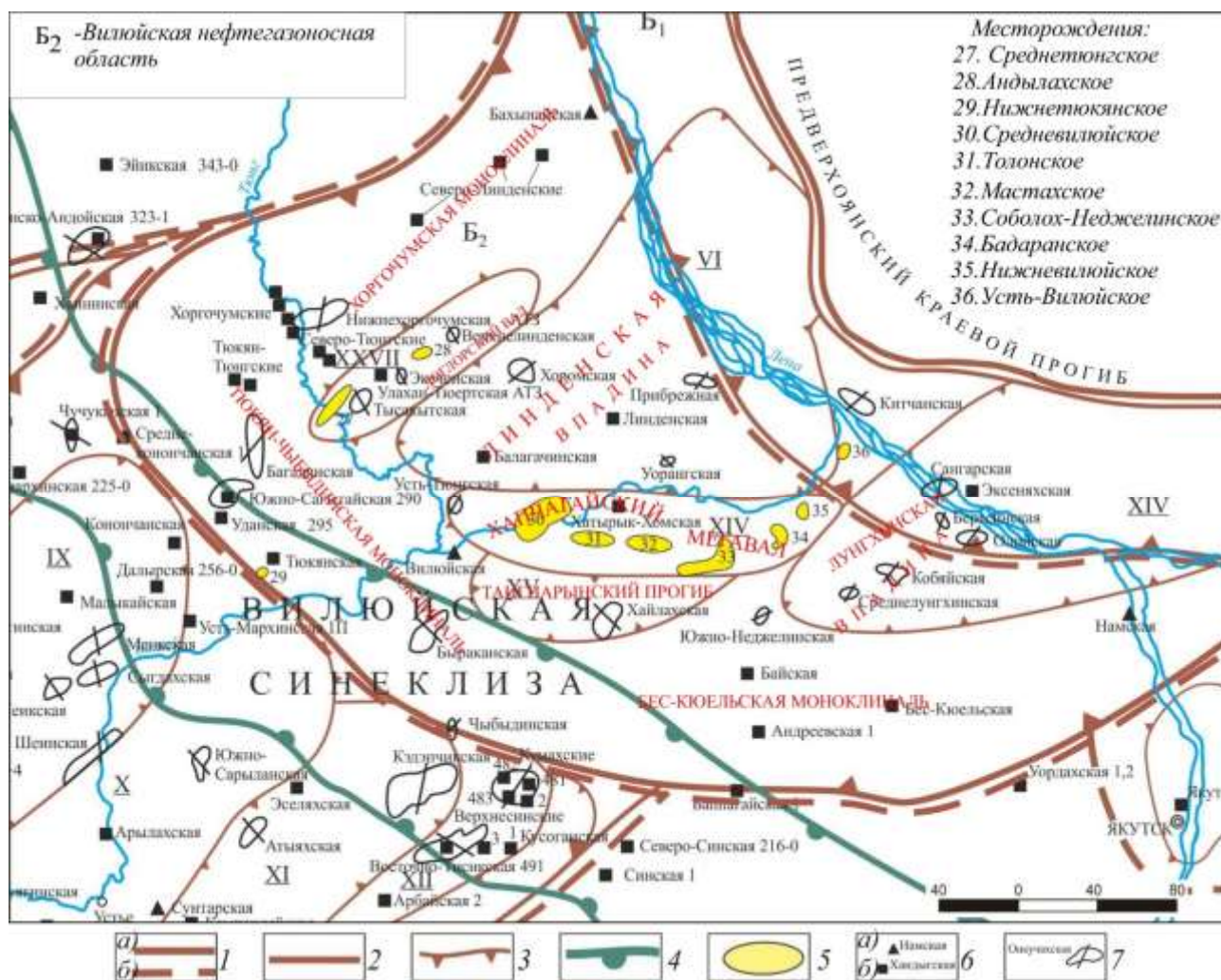
Геологоразведочные работы на территории Вилуйской синеклизы в середине 80-х гг. прекращены во многом из-за снижения результативности и отсутствия новых перспективных направлений для размещения объемов глубокого бурения, ориентированных, прежде всего, на открытие крупных и средних месторождений. В то же время, прогнозный УВ потенциал Вилуйской НГО по современным оценкам освоен не более чем на 25%.

В пределах восточной части Вилуйской синеклизы пробурено 330 глубоких скважин (включая эксплуатационные) общим метражом около 1 млн. пог. м. В их числе 27 скважин параметрического и опорного бурения, 30 поисковых, 193 разведочных и поисковых скважин на месторождениях. За весь период геологоразведочных работ подготовлено для поискового бурения 47 объектов, опойсковано 37, залежи открыты на 11 (рис. 1).

Наиболее важным направлением при возобновлении дальнейших геологоразведочных работ в Вилуйской синеклизе являются глубоко залегающие горизонты палеозоя. Приоритетное значение имеет здесь прежде всего промышленная продуктивность пермских отложений. Потенциальные возможности верхнепалеозойского-мезозойского комплекса и ресурсы УВ сырья в системе краевых депрессий выявлены пока в малой мере [История нефтегазообразования..., 1986].

На площади Хапчагайского мегавала наряду с юрскими и триасовыми отложениями одним из основных поисковых объектов являлся верхнепермский осадочный комплекс, с которым ранее связывались значительные возможности прироста промышленных запасов газа. В начальный период разведки также преобладали представления о наличии единой гигантской массивной газовой залежи в пермских отложениях (неджелинский резервуар), контролируемой структурной ловушкой Хапчагайского поднятия в целом. Перспективные оценки потенциальных запасов ловушки основывались на проявлениях высокой газонасыщенности отложений верхней перми непосредственно под изолирующей неджелинской покрывкой нижнего триаса, больших линейных размерах мегавала (50x220 км

по условно замкнутой изогипсе -3800 м), при амплитуде поднятия до 1000 м. Наличие здесь аномально высокого пластового давления (АВПД) давало дополнительные основания прогнозировать залежь высотой порядка 800 м в пределах всей площади мегавала.



**Рис. 1. Фрагмент обзорной карты размещения поисковых работ на нефть и газ Республики Саха (Якутия), Вилуйская нефтегазоносная область**  
 (по материалам ОАО «Якутскгеофизика», 2016 г.)

Границы: 1 – нефтегазоносных провинций (а) и областей (б), 2 – важнейших порядковых тектонических элементов (антеклиз, синеклиз, краевых прогибов, седловин), 3 – структур I и II порядка (сводов, выступов, мегавалов, впадин), 4 – Западно-Якутского барьерного рифа, 5 – газовые и газоконденсатные месторождения, б – опорные (а), параметрические и поисковые (б) скважины, 7 – площади, выведенные из бурения в прошлые годы.

Разведка месторождений Хапчгайского мегавала завершена в 1978 г. через 15 лет после открытия в 1963 г. Средневилуйского газоконденсатного месторождения первого в Хапчгайском газоносном районе. Общие итоги признаны в целом как достаточно высокие, но относительно прогнозируемых ресурсов оказались менее успешными.

Принципиальным вопросом, имеющим дискуссионный характер, по результатам разведки является фактическое не подтверждение преобладавших представлений о массивном

характере заполнения крупного резервуара в составе отложений верхней перми и нижнего триаса. Массивное строение прогнозируемой залежи предопределялось характером осадочного выполнения пермской толщи, преобладанием в разрезе песчаных разностей и отсутствием выдержанных промежуточных литологических экранов.

Установленная пластовая форма размещения залежей, существенно отличающаяся от первоначальной «массивной» модели, многие годы не находила исчерпывающего геологического объяснения. Такая неопределенность обозначена как «*проблема газоносности пермских отложений*». При приемке запасов (ГКЗ, 1978 г.) на экспертном уровне отмечено, что (цитата): «проведенными работами не решен однозначно вопрос о причинах низкой продуктивности на отдельных участках нижнетриасовых и верхнепермских отложений (связана ли она с ухудшением проницаемости призабойной зоны пластов при их вскрытии или является действительной характеристикой газоносности пластов)».

В итоге на заключительном этапе разведки, границы продуктивной части неджелинского резервуара приняты по контуру достигнутой в то время разведанности, общие представления о строении пермских и нижнетриасовых залежей при этом не получили достаточного геологического обоснования по виду и характеру заполнения вмещающей ловушки, положению контактов газ-вода, а также в части определения закономерностей развития и геометризации триасового коллектора в составе неджелинской свиты, как составной части емкостного потенциала единого ПТ комплекса.

Несмотря на солидный объем полученных промысловых данных (88 скважин), вопрос определения ценности залежей комплекса ПТ Хапчагайского мегавала, как считают многие авторы, решен лишь частично [Дмитриевский и др., 2002; Сафронов, 2009].

Своеобразие пермского газоносного комплекса отложений предопределено изолирующими способностями региональной экранирующей покрывки, представленной 80-100-метровой газоводоупорной пачкой аргиллитов и алевролитов неджелинской свиты нижнего триаса, позволяющей сохранять режим АВПД в пределах всей площади Хапчагайского мегавала. Кроме того, она и сама является газосодержащей. С песчаными коллекторами свиты связаны газоконденсатные залежи продуктивных пластов группы T<sub>1</sub>-IV.

На стадии проведения разведочных работ в пределах Хапчагайского мегавала отмечались следующие особенности: отличия от общепринятых геологических закономерностей в распределении величин начальных пластовых давлений на разных глубинах пермского продуктивного комплекса; факты получения притоков воды из интервалов, расположенных на гипсометрических отметках выше интервалов опробования с установленной газоносностью; условность в определении положения контактов газ-вода; невысокий коэффициент заполнения ловушек; низкая достоверность прогноза коллектора и

как следствие, непростые модели строения пермских залежей (рис. 2).

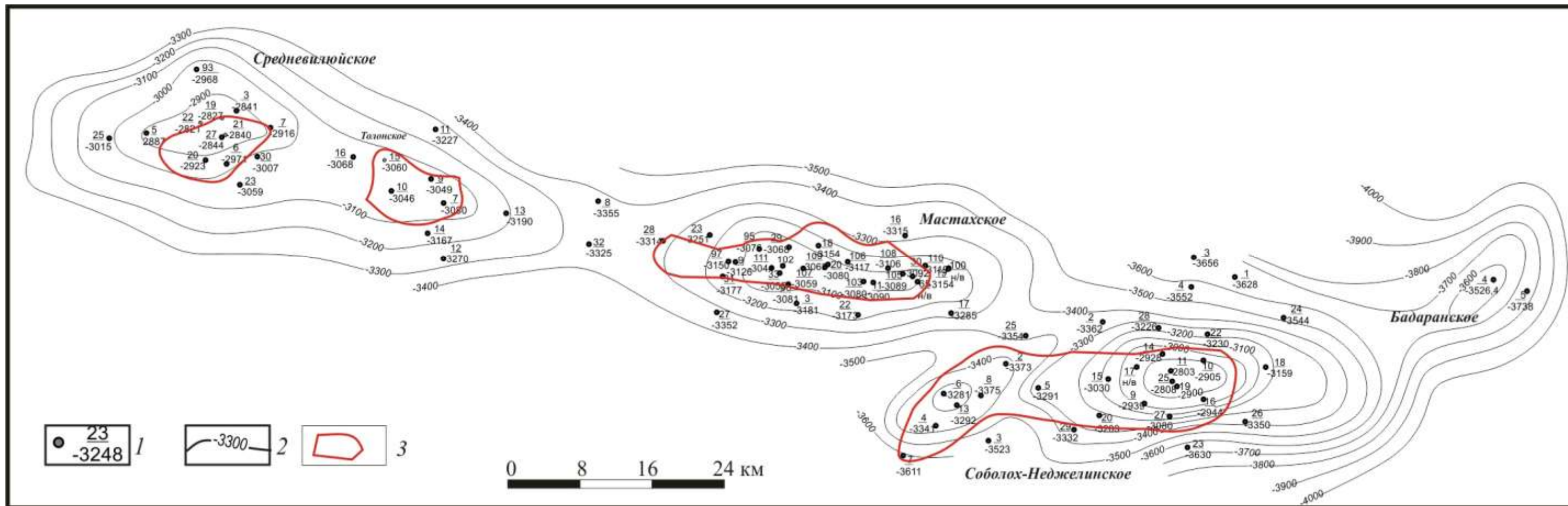
Объяснением служило, в основном, литологически ограниченное и не выдержанное распространения потенциально продуктивных горизонтов P<sub>2</sub>-I и T<sub>1</sub>-IV при преобладании общего массивного характера строения продуктивной части разреза. Предполагалось также, что на получение неоднозначных результатов могло сказываться и возможное негативное проявление фактов несовершенства технологий бурения и вскрытия интервалов исследования. [Бакин и др., 1976].

По мнению автора статьи, для наиболее адекватного понимания условий газонакопления в ловушках неджелинского резервуара Хапчагайского мегавала при наличии АВПД необходим анализ и учет динамических параметров водонапорной системы. При этом следует учитывать, что наряду с притоками газа из пермских отложений при испытании скважин получены притоки пластовых вод. Установлено, что в геологических условиях, когда пластовое давление является аномальным относительно гидростатического, структурная ловушка в плане может не совпадать с гидродинамической (зона пьезоминимума). Величина этого несовпадения будет зависеть от характера поведения фиксируемой аномальной составляющей пластового давления.

Гидрогеологическое опробование верхнепермских отложений в пределах Хапчагайского мегавала проведено в 27 скважинах (рис. 3). Результаты опробования приведены в табл. 1. В таблицу включены только те результаты исследований, при проведении которых выполнены замеры пластовых давлений, послужившие в дальнейшем для расчета пьезометрических уровней и основой для построения карты пьезоминимумов (рис. 4). Взаимное расположение пьезоминимумов указывает на благоприятные условия формирования залежей, за счет градиента смещены относительно оси свода на южный склон мегавала.

Динамическая флюидная система пермского водоносного комплекса, обладающая затруднённой газогидродинамической связью и ограниченной способностью к движению подземных флюидов в то же время, может характеризоваться как хорошо организованная, где напоры вод носят упорядоченный и направленный характер, что предполагает наличие гидродинамической связи и единства всех элементов пластовой системы.

Существование различных по динамическим характеристикам пластовых систем (АВПД, аномально низкое пластовое давление (АНПД)) как по горизонтали, так и по вертикали контролирующих условия нефтегазонакопления можно наблюдать в пределах нефтегазоносных районов территории Западной Якутии [Анциферов, 1989].



**Рис. 2. Границы развития пермских залежей Хапчгайского мегавала** (составил А.В. Погодаев, 2016 г. по материалам ПГО «Леннефтегазгеология», 1978 г.)

1 – скважины (в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка (триас-пермь), 2 – изолинии глубин структурной поверхности «триас-пермь» (подошва неджелинской свиты триаса-кровля верхнепермских отложений) по материалам бурения, м; 3 – контуры залежей в пермских отложениях.

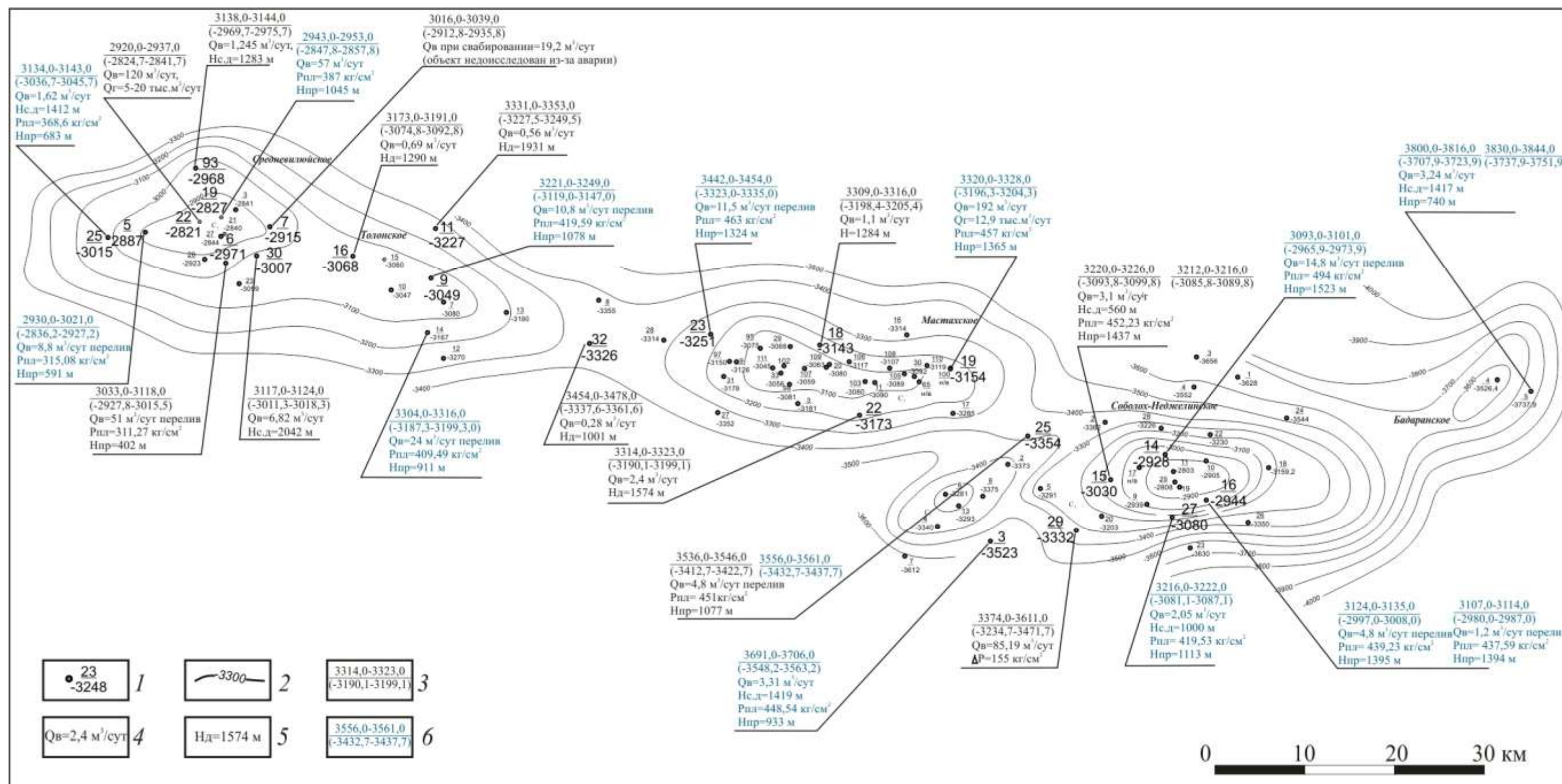


Рис. 3. Схема гидрогеологического опробования верхнепермских отложений Хатчагайского мегавала (составил А.В. Погодаев, 2016 г.)

1 – скважины (в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка «триас-пермь»), 2 – изолинии структурной поверхности; данные опробования: 3 – интервал опробования (в числителе – относит. отметки, в знаменателе – абс. отметки), 4 – дебит воды, 5 – средний динамический уровень, 6 – данные представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Результаты опробования водоносных интервалов верхнепермских отложений,  
данные о замерах пластовых давлений**

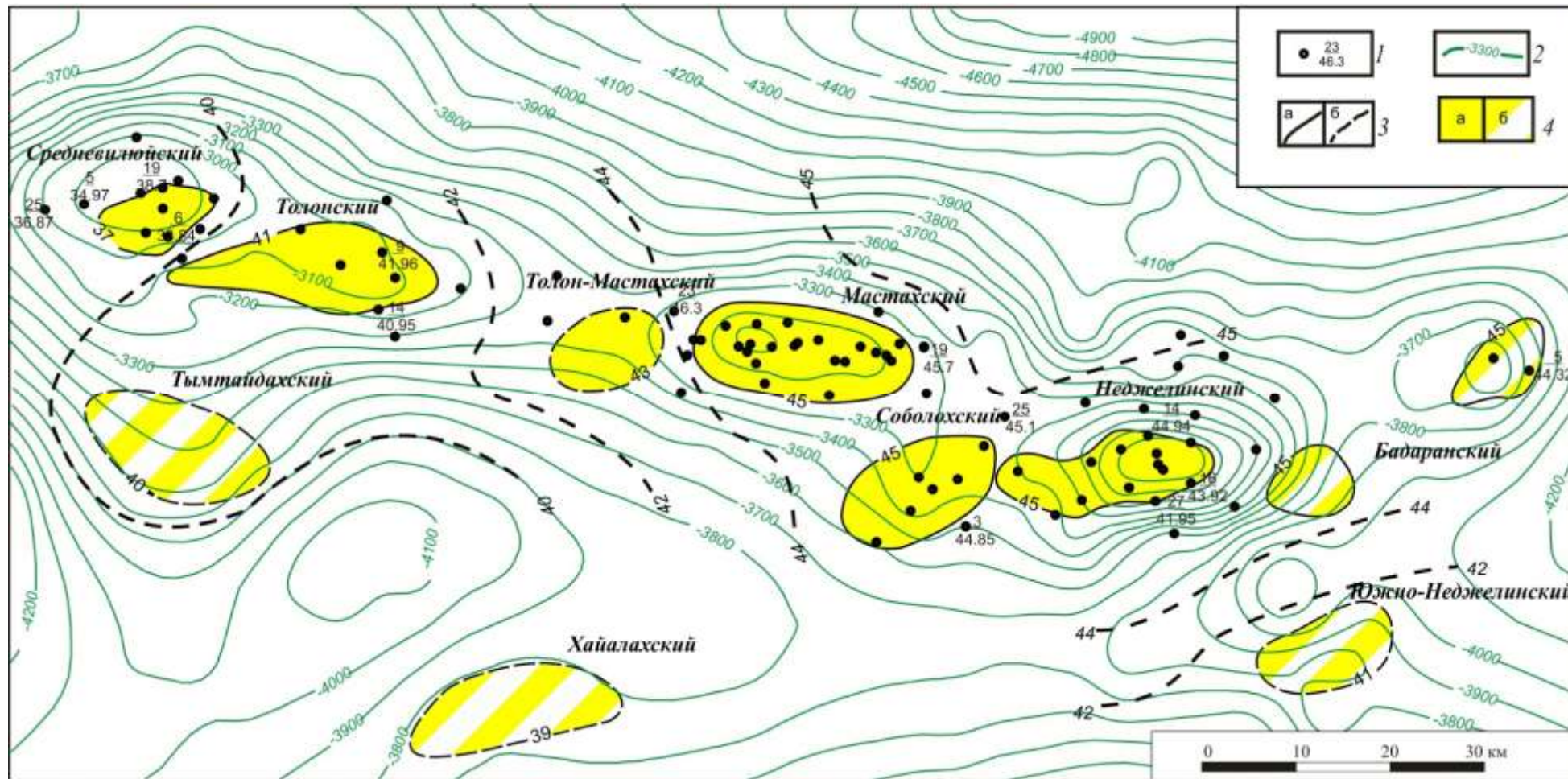
Номер скважины, площадь	Интервал перфорации, глубина, м	Замеры давлений и дебитов; приведенный уровень - абсолютные метры водяного столба		
		МПа	дебит воды, режим замера дебита, (минерализация, г/л)	Нпр, м
5 Ср.Вил	2930 - 3021	34,97	8,8 м <sup>3</sup> /сут. Перелив.	591
6 Ср.Вил	3033 - 3118	33,84	51 м <sup>3</sup> /сут. Перелив. (М-48,1)	402
19 Ср.Вил	2943 - 2953	38,7	57 м <sup>3</sup> /сут. Перелив.	1050
25 Ср.Вил	3134 - 3143	36,86	1,62 м <sup>3</sup> /сут. Н <sub>дин.</sub> =1412 м (М-63,1)	686
9 Толон	3221 - 3249	41,96	10,8 м <sup>3</sup> /сут. Перелив.	1077
14 Толон	3304 - 3316	40,95	24 м <sup>3</sup> /сут. Перелив.	910
19 Мастах	3320 - 3328	45,7	192 м <sup>3</sup> /сут. Перелив. (М-60,022)	1365
23 Мастах	3442 - 3454	46,3	11,5 м <sup>3</sup> /сут. Перелив. (М-72,875)	1324
25 Мастах	3556 - 3561	45,1	4,8 м <sup>3</sup> /сут. Перелив. (М-87,644)	1070
14 Недж	3093 - 3101	44,94	14,8 м <sup>3</sup> /сут. Перелив. (М-90,636)	1521
16 Недж	3124 - 3135	43,92	4,8 м <sup>3</sup> /сут. Перелив. (М-83,606)	1394
16 Недж.	3107 - 3114	43,76	1,2 м <sup>3</sup> /сут. Перелив. (М-93,355)	1393
27 Недж.	3216 - 3222	41,95	2,05 м <sup>3</sup> /сут. Н <sub>дин.</sub> =1000 м (М-91,056)	1113
3 Соболах.	3691 - 3706	44,85	1,2 м <sup>3</sup> /сут. Н <sub>дин.</sub> =1419 м	932
5 Бадаран.	3800 - 3816	44,32	3.24 м <sup>3</sup> /сут. Н <sub>дин.</sub> =1417 м (М-104,638)	740

В изученном бурением разрезе верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской синеклизы, выделяют пермский, нижнетриасовый, триас-нижнеюрский и юрско-меловой водоносные комплексы. Первые три ассоциированы с неджелинским, таганджинским и кысыл-сырским резервуарами, содержащими основные скопления УВ в Вилюйской синеклизе.

Гидрогеологические и гидродинамические особенности водоносных комплексов Вилюйской синеклизы достаточно развернуто представлены в работах А.А. Граусмана, Л.А. Грубова, В.И. Вождова, А.И. Сурнина, В.П. Шабалина и др. Пермский комплекс в силу его глубокого расположения исследован с меньшей детальностью по сравнению с вышележащими комплексами мезозоя.

Общими показателями единства перечисленных водоносных комплексов Вилюйской синеклизы являются их принадлежность к краевой депрессии Сибирской платформы и преобладающие тектонические условия формирования региональной динамики и направленности движения подземных вод. Распределение приведенных пластовых давлений с понижением значений от центральных погруженных районов Вилюйской синеклизы к её бортам свидетельствует об элизионном характере гидродинамического режима и наличии внутренних источников питания при создании напоров [Сурнин, 1983]. Приведенные напоры вод после разделяющих водоупоров ступенчато увеличиваются сверху вниз по разрезу и для продуктивных отложений средней и верхней юры составляют: -30 м, -45 м; нижней юры: +70 м, +80 м; нижнего триаса: +120 м, +140 м; верхней перми: до +1500 м.





**Рис. 4. Схема пьезоминимумов в интервале верхнепермских отложений Хатчагайского мегавала (составил А.В. Погодаев, 2018 г.)**  
 1 – номер скважины/давление, МПа; 2 – изолинии глубин отражающего горизонта ТП (по данным ОАО «Якутскгеофизика, 2014 г.); 3 - изолинии пластовых давлений МПа: а - уверенные, б - неуверенные; 4 - залежи газа в контуре пьезоминимума: а - установленные, б - предполагаемые.

Для верхнепермского продуктивного комплекса Хапчагайского вала, как уже отмечено выше, отличительной особенностью является наличие АВПД. С одной стороны, высокая аномальность может указывать на закрытость недр и возможность сохранности залежей в замкнутой геологической среде. С другой стороны, напряженное состояние пластовой гидродинамической системы свидетельствует о хрупком природном равновесии, способном оказывать деструктивное воздействие на механизмы образования и сохранения пермских залежей.

Проявление динамики пермского водоносного комплекса, носит двуединый характер. С одной стороны, указанную гидрогеологическую систему можно охарактеризовать как изолированную или закрытую, о чем свидетельствует наличие АВПД, образование и сохранение которых в течение длительного периода возможно только в не сообщающихся геологических средах. С другой стороны, установленное проявление латерального градиента пластового давления предполагает существование направленного движения пластовых флюидов и релаксации аномального давления, что является одним из определяющих признаков открытых пластовых систем [Погодаев, Ситников, Лысов, 2012].

Простое сравнение величин пластовых давлений пермского комплекса, полученных по результатам гидрогеологического опробования, свидетельствует о наличии высокого градиента латерального напора в пределах Хапчагайского мегавала. Наибольшие значения пластовых давлений отмечаются в пределах Неджелинской структуры, так в скв. 14 замеренное пластовое давление для глубины 3100 м составляет 44,94 МПа. В пределах Средневиллюйской структуры в скв. 25 пластовое давление на глубине 3100 м - 36,86 МПа (см. табл. 1, строки 10 и 4). При расстоянии между скважинами 120 км разница в величинах замеров - 8,08 МПа, что равноценно 808 м высоты водяного столба. Такое распределение пластовых давлений в пределах контура мегавала, когда перепады значений сопоставимы с амплитудой ловушки, может прямо свидетельствовать о её гидродинамической раскрытости. В направлении с востока на запад градиент регионального наклона составляет 7 м на 1 км.

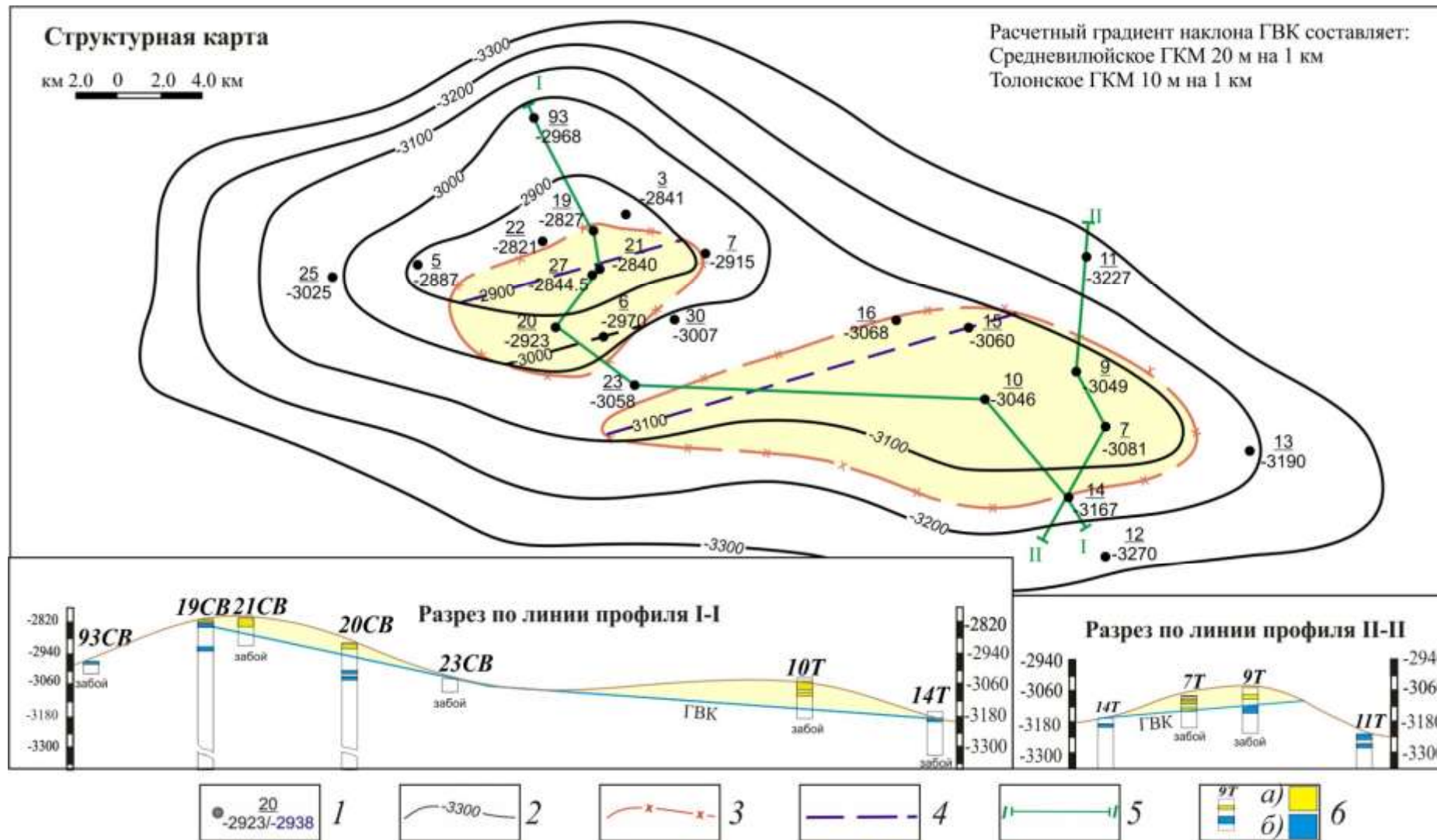
Анализ данных гидрогеологического опробования дает основания считать, что пермский продуктивный комплекс в контуре Хапчагайского мегавала при развитии АВПД со временем мог утратить преобладающий газовый характер насыщения, а положение границы контакта «газ-вода» (ГВК) в новых условиях определяется не только структурным фактором, но и динамикой водоносного комплекса. Возможно, что массивная пермская залежь под влиянием градиента давлений со стороны Линденской впадины подверглась переформированию, и значительный объем газа переместился на склон мегавала, а затем и за его пределы. Сохранившиеся под неджелинской покрывкой залежи Средневиллюйского, Толонского и Соболах-Неджелинского месторождений приурочены к всеячим ловушкам

гидродинамической природы (пъезоминимумам) с наклонным ГВК, равновесное состояние обеспечивается латеральным градиентом динамического напора (рис. 5, 6).

Пермская залежь Средневилульской структуры приурочена к пласту песчаника, залегающему непосредственно под аргиллитами неджелинской свиты. Эффективная мощность продуктивного пласта достигает 13,8 м. Продуктивность установлена по данным испытания двух скважин 21 и 20, пробуренных в контуре залежи. В скв. 21 получен приток газа дебитом 134 тыс. м<sup>3</sup>/сут. из интервала 2932,0–2960,0 м (а.о. -2829,6 – -2857,6 м). Замеренное пластовое давление составило 36,15 МПа. В скв. 20 получен приток газа дебитом 20,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. из интервала 3032,0–3044,0 м (а.о. 2925,5–2937,5 м). В авторском варианте залежь приурочена к ловушке гидродинамической природы с наклонным ГВК (см. рис. 5). Высота залежи по вертикали - 200 м, высота залежи относительно поверхности наклонного ГВК - около 100 м; давление на контакте - 37,0 МПа, давление в залежи - 36,15 МПа.

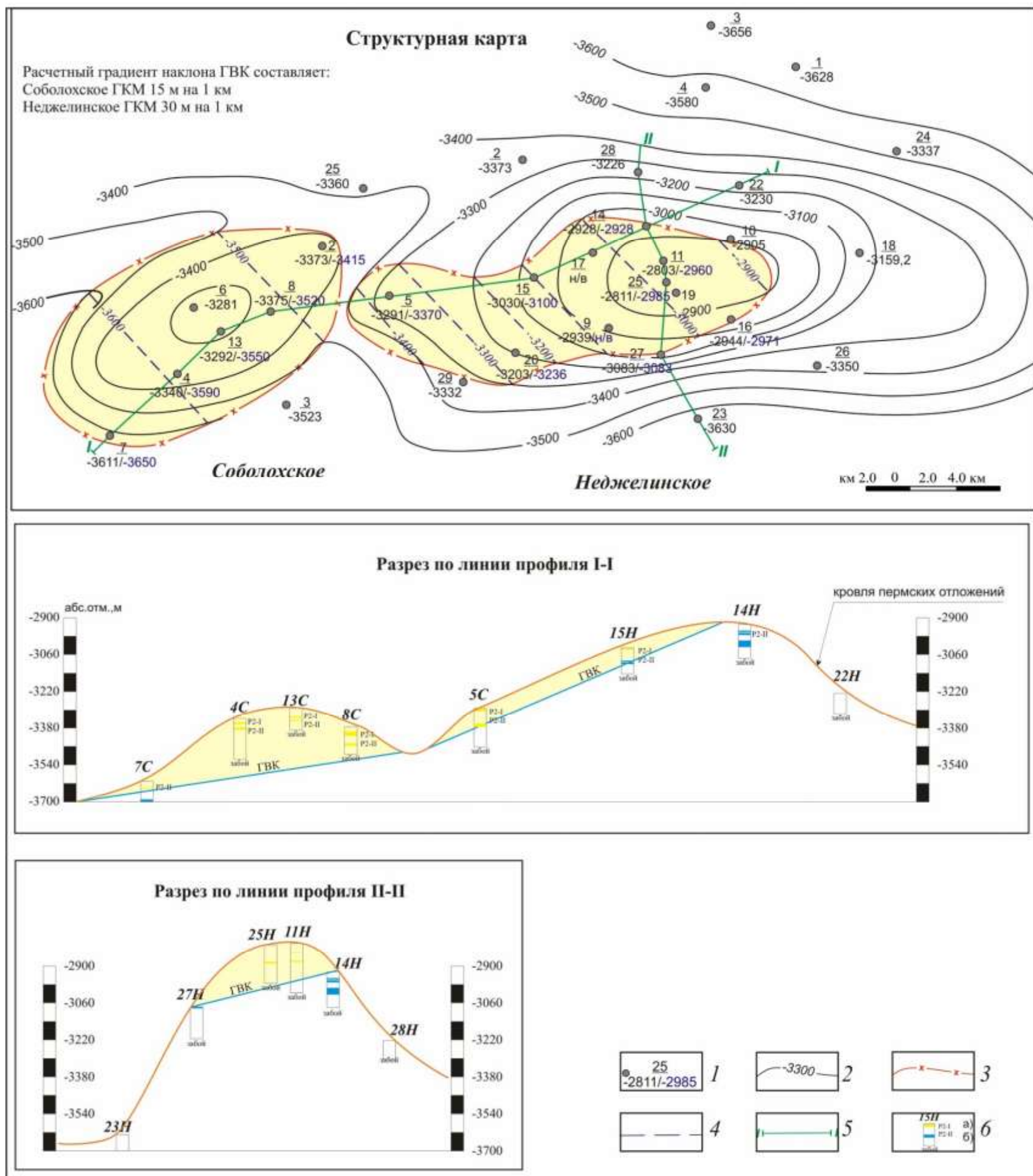
В периклинальной части Средневилульской структуры (Толонский мыс) установлена пермская залежь Толонского месторождения, выявленная по данным испытания скважин 7 и 9 с промышленными дебитами газа 60,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 51,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут, соответственно. В скважинах 10 и 16 получены незначительные притоки газа не более 3,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление в залежи составляет 40,5 МПа. Наклонный характер контакта подтверждается данными испытания скважин 9 и 7, так в скв. 9 приток воды получен в интервале абсолютных отметок минус 3119-3147 м, в скв. 7 - приток газа из интервала с абсолютными отметками минус 3126,4-3138,4 м. На расстоянии между скважинами 3 км видимый наклон составляет не менее 19 м (около 7 м на 1 км.).

На Соболох-Неджелинском месторождении литологически замкнутая залежь горизонтов Р<sub>2</sub>-I и Р<sub>2</sub>-II (1978 г.) представляется в авторском варианте как единая гидродинамически ограниченная пластово-массивная залежь с наклонным контактом (см. рис. 6). Это хорошо объясняет «сползший» со свода Неджелинской структуры контур пермской газовой залежи, замыкающийся на глубокой периклинали Соболохской структуры в районе скв. 7.



**Рис. 5. Строение пермских залежей Средневилюйского и Толонского месторождений с наклонной поверхностью контакта «газ-вода»**  
(составил А.В. Погодаев, 2017 г.)

1 - номер скважины/абсолютные отметки: кровля пермских отложений – положение ГВК, м; 2 - изогипсы кровли пермских отложений по данным бурения; 3 – контур пермской залежи (ГВК); 4 – изолинии поверхности ГВК, м; 5 – линия профиля; 6 – результаты опробования: а - газ, б - вода.



**Рис. 6. Стрoение пермской залежи Соболюх-Неджелинского месторождения с наклонной поверхностью контакта «газ-вода»**  
 (составил А.В. Погодаев, 2016 г.)

1 - номер скважины/абсолютные отметки: крявя пермских отложений – положение ГВК, м; 2 - изогипсы крявя пермских отложений по данным бурения; 3 – контур пермской залежи (ГВК); 4 – изолинии поверхности ГВК, м; 5 – линия профиля; 6 – результаты опробования: а - газ, б - вода.

В отличие от залежей Соболах-Неджелинского и Средневилюй-Толонского месторождений с хорошо выраженными наклонами контактов, Мастахское месторождение приурочено к гидродинамической террасе с относительно ровным гидродинамическим режимом (см. рис. 3), который здесь обусловил положение ГВК в газовой залежи, близкое к горизонтальному (условный уровень ГВК – -3198 м, пьезометрический контакт 45 МПа). О динамическом, неравновесном состоянии залежи может свидетельствовать почти двухсотметровая подстилающая переходная зона смешанного насыщения «газ-вода» в интервале абсолютных отметок -3200 – -3400 м. В этом интервале в скв. 16 (интервал а.о. - 3324 - -3334 м) получен газ около 2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В скв. 18 получены при поинтервальном опробовании выше отметок -3198 м притоки газа и в интервале -3198-3396 м - притоки газа с водой.

Непосредственно из приконтактной зоны получены переливающие притоки пластовой воды в нескольких скважинах, наибольший по дебиту в скв. 19 (восточная периклиналь структуры); приток воды - 192 м<sup>3</sup>/сут с растворенными газом дебитом 12,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по характеру приток фонтанирующий, во время исследования извлечено более 400 м<sup>3</sup> пластовой воды удельного веса - 1,043 г/см<sup>3</sup>, ГФ - 67 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Высокий газовый фактор свидетельствует о непосредственной близости ГВК и наличии интервала переходного насыщения. При установившемся давлении на устье значения пластового давления (45,7 МПа) и температуры (+76°С) определены на глубине 3328 м спуском манометра.

Достаточно показательно, что близкие по значению данные получены при исследовании гидрогеологического объекта (интервал 3442-3454 м) в скв. 23 в пределах западной периклинали Мастахской структуры; переливающий приток пластовой воды с растворенным газом: дебит воды - 11,5 м<sup>3</sup>/сут, удельный вес - 1,075 г/см<sup>3</sup>, замеренное пластовое давление прибором АИПД на глубине 3425 м - 46,3 МПа. Давление в газовой залежи по данным замеров скв. 29 составило 46,8 МПа (интервал испытания 3241-3247 м, дебит газа 39,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут). Величины пластового давления с учетом точности замеров манометра (2%) во всех трех скважинах имеют близкие значения. Это позволяет определить положение контакта и убедиться, что его поверхность близка к горизонтальной.

Как показывает практика, наклоны контактов фиксируются в водонапорных системах с различным гидродинамическим потенциалом и пластовым давлением от АНПД до АВПД. Следует отметить, что природа аномальности в таких случаях должна носить, очевидно, преобладающий латеральный характер.

Развитие уникальных по величине АНПД в весьма специфических геологических и термобарических условиях установлено в древних венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботубинской НГО. По мнению Ю.И. Яковлева, в ботубинском горизонте

Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения нефтяная залежь приурочена к структурно-гидродинамической ловушке и контролируется не только структурным фактором, но и обширным пьезоминимумом, замыкающимся на региональном разломе фундамента. При этом гидродинамический фактор играет не менее существенную роль, так как залежь приурочена лишь к центральному полю месторождения и занимает не более половины его площади [Яковлев, Семашев, 1982]. На месторождении установлен наклон водонефтяного контакта.

Смещение контактов также проявляется в гидрогеологических системах с нормальным гидростатическим режимом распределения пластового давления. Так, например, система структур, составляющих собственно Уренгойскую антиклиналь и примыкающих к ней поднятий (Ен-Яхинское, Песцовое и Северо-Уренгойское) объединены одной крупнейшей массивной сеноманской залежью с единым водогазовым разделом. В северном направлении ГВК имеет слабый наклон, средний градиент наклона - 0,12 м на 1 км. Рассматриваемые залежи - водоплавающие, то есть повсеместно подстилаются водой.

Бесспорным является тезис, что понимание процессов формирования и разрушения залежей нефти и газа имеет весьма важное значение, и позволяет целенаправленно проводить поисково-разведочные работы на нефть и газ, разрабатывать и совершенствовать методы поисков гидродинамически замкнутых ловушек, находящихся вне структурных условий.

Поскольку во всех типах водонапорных систем наблюдаются перепады напоров пластовых вод, допустимо считать, что все залежи УВ имеют в той или иной степени гидродинамически смещенные контакты. Основным фактором, обуславливающим наклон водонефтяного или ГВК, является, по-видимому, гидродинамический градиент, проявляющийся в залежи и обуславливающий трансформацию потенциметрической поверхности. В этих условиях плоскости водонефтяного контакта и ГВК наклоняются в направлении водного потока. Интенсивность наклона определяется величиной гидродинамического градиента и разностью в плотностях флюидов. Наклон контакта нефти и газа с водой приводит к смещению залежей вниз на крылья структуры, в сторону одной из периклиналей ловушки. Строго горизонтальное положение ГВК или водонефтяного контакта устанавливается в случае гидравлической обособленности залежей либо при отсутствии перепада напоров вод, то есть при горизонтальном положении пьезометрической поверхности, что следует считать частным случаем распределения гидродинамического потенциала водонапорных систем. [Яковлев, Семашев, 1983].

Особое место занимают литологически изолированные (запечатанные) залежи нефти и газа, приуроченные в пределах структурных форм к изолированным линзам или линзоидам. Формирование их, по утверждению Г.М. Сухарева, не связано с боковой миграцией

вследствие изоляции вмещающих линз и отсутствия связи с питающими полями нефтесборной площади. Образование нефтяных и газовых залежей в таких линзах обязано только вертикальной миграции нефти и газа из нефтематеринских свит. Сформировавшиеся нефтяные и газовые залежи окружены «застойными» седиментационными водами, то есть с начала возникновения залежей продолжали существовать благоприятные условия для длительного и надежного их сохранения [Альшинский, Дюнин, 2007].

Газоконденсатные залежи в интервале неджелинской свиты (пласты T<sub>1</sub>-IVв, T<sub>1</sub>-IVб) связаны с линзовидными песчаными телами барового типа, образовавшимися в фациальных условиях морской мелководной равнины. Благодаря литологической и гидродинамической изолированности по условиям сохранности, они находятся в более благоприятных условиях, о чем свидетельствует близкая к первоначальной высота их продуктивной части. С учетом выполненной геометризации песчаных тел отложения обладают существенным потенциалом прироста запасов [Погодаев, Ситников, Буйдылло, 2015].

### Заключение

1. По данным гидрогеологического опробования, есть все основания считать пермский водоносный комплекс Вилюйской синеклизы хорошо организованной гидрогеологической системой, определяющей современные условия газонакопления и сохранности залежей неджелинского резервуара Хапчагайского мегавала

2. В создании гидродинамической напряженности водонапорной системы пермского комплекса в пределах Хапчагайского газоносного района велика роль Линденской впадины, как области формирования напоров, и самого Хапчагайского мегавала, протяженного высокоамплитудного структурного элемента, контролирующего распределение и градиенты аномальных напоров в направлении движения флюидов по латерали, к областям, где происходит полная гидродинамическая разгрузка избыточного давления.

3. Напряженное состояние гидродинамической системы ПТ комплекса в условиях АВПД привело к переформированию крупной «массивной» пермской палеозалежи Хапчагайского мегавала, и значительный объем газа под влиянием латерального градиента переместился за пределы мегавала. Вероятность открытия залежей в пермских горизонтах сохраняется в пределах пьезоминимумов на пологих участках южного склона мегавала.

4. Наличие дополнительного источника миграционного потока в направлении южного борта является благоприятным фактором для образования новых скоплений УВ на прилегающих территориях.

5. Приведенные в статье данные свидетельствуют о возможной реализации в Вилюйской НГО нового направления нефтегазопроисследовательских работ.



## Литература

*Альшинский В.С., Дюнин В.И.* Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов (К 100-летию профессора Г.М. Сухарева) // Вестник МГУ. - Серия 4: Геология. - 2007. - №3. - С. 88-90.

*Анциферов А.С.* Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. – М.: Недра, 1989. – 176 с.

*Бакин В.Е., Бодунов Е.И., Маренин В.А., Пантелеев В.А.* Пермо-триасовый продуктивный комплекс Хапчагайского газоносного района // Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Якутской АССР. – Якутск: Изд. ЯФ СО АН СССР, 1976. - С. 115-123.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуленко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади. – М.: Недра, 1981. - 552 с.

*Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П., Рудов А.А.* Вулканогенные природные резервуары Якутии. - М.: ГЕОС, 2002. - 92 с.

История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы / Б.А. Соколов, А.Ф. Сафронов, А.Ан. Трофимук, Г.С. Фрадкин, В.Е. Бакин, В.А. Каширцев, А.В. Япаскерт, А.Н. Изосимова. - М.: Наука, 1986. – 167 с.

*Погодаев А.В., Ситников В.С., Буйдылло И.В.* Перспективы нефтегазоносности и приоритетные направления дальнейших поисковых работ в Вилюйской нефтегазоносной области (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. - 2015. - № 2. - С. 6-16.

*Погодаев А.В., Ситников В.С., Лысов Б.А.* Литологические и гидродинамические особенности газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчагайского района Вилюйской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. - 2012. - № 4. - С. 2-12.

*Сафронов А.Ф.* Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории РС(Я) // Наука и техника в Якутии. - 2009. - № 2 (17). – С. 15-21.

*Сурнин А.И.* Гидродинамика продуктивных горизонтов северо-запада Вилюйской синеклизы // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. – С. 119-125.

*Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г.* Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа // Геология нефти и газа. – 1982. - № 9. – С. 23-27.

*Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г.* Использование данных гидродинамических исследований для подсчета запасов углеводородов и проектирования опытно-промышленной эксплуатации // Проблемы методики поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений Якутской АССР: тезисы докладов научно-практической конференции. - Якутск, 1983. – Часть II. - С. 81-84.

**Pogodaev A.V.**

JSC "Tuymaada Oil and Gas Company", Yakutsk, Russia, [a\\_pogodaev@tngas.ru](mailto:a_pogodaev@tngas.ru)

## **INFLUENCE OF ABNORMALLY HIGH FORMATION PRESSURE ON THE PERMIAN SEQUENCES PRESERVATION CONDITIONS OF THE KHAPCHAGAY MEGA-SWELL**

*The main fields of the Lena-Vilyuy Petroleum Province are within Khapchagay district. The massive nature of the Permian gas reservoirs, controlled by Khapchagay elevation used in the first appraisal of potential reserves of the giant trap, was based on the large linear size of the studied structure. The presence of an abnormally high formation pressure indicated the exceptional sealing quality of the Nedzheli Formation seal – like already made prediction.*

*The bedded form of sequences considered for exploration, was actively discussed. It significantly reduced the trap's reserves and contradicts the original chosen "massive" model. Along with the gas flows from Permian section during the well testing, the inflows of formation water was obtained.*

*The analysis of hydrogeological testing performed by the author indicates the presence of a high lateral pressure gradient. Distribution of formation pressure within Khapchagay structure characterized by a range of values comparable with the amplitude of the trap that shows its hydrodynamic openness. The key influence of the dynamics of the upper Permian hydrogeological system on the preservation conditions of gas deposits in Khapchagay district was established.*

*A conceptually new Geological model of the formation of gas reservoirs is proposed. It is concluded that Permian oil and gas system of Khapchagay structure objectively lost prevailed "massive" gas saturation character and position of the boundary "gas-water" in the new conditions is determined not only by the structural factors, but also by the dynamics of the related aquifer system. The probability of reservoirs detection Permian section remains within the flat areas of the southern slope of the structure. Additional migration gas flow towards the southern side is a favorable factor for the formation of new accumulations of hydrocarbons in the surrounding areas.*

**Keywords:** *Permian sedimentary rocks, abnormal reservoir pressures, hydrogeological system, lateral gradient, gas field, Khapchagay mega-swell, Siberian Platform.*

### **References**

Al'shinskiy V.S., Dyunin V.I. *Gidrogeodinamika neftegazonosnykh basseynov (K 100-letiyu professora G.M. Sukhareva)* [Hydrogeodynamics of petroleum basins (to the 100th anniversary of Professor G.M. Sukharev)]. Vestnik MGU, Seriya 4: Geologiya, 2007, no. 3, p. 88-90.

Antsiferov A.S. *Gidrogeologiya drevneyshikh neftegazonosnykh tolshch Sibirskoy platformy* [Hydrogeology of the oldest petroleum bearing strata of the Siberian Platform]. Moscow: Nedra, 1989, 176 p.

Bakin V.E., Bodunov E.I., Marenin V.A., Pantelev V.A. *Permo-triasovyy produktivnyy kompleks Khapchagayskogo gazonosnogo rayona* [Permo-Triassic system Khapchagay productive gas-bearing region]. Poiski i razvedka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy v Yakutskoy ASSR. Yakutsk: Izdatel'stvo YaF SO AN SSSR, 1976, p. 115-123.

Dmitrievskiy A.N., Tomilova N.N., Yurova M.P., Rudov A.A. *Vulkanogennyye prirodnyye rezervuary Yakutii* [Volcanogen reservoirs of Yakutia]. Moscow: GEOS, 2002, 92 p.

Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy [Petroleum geology of the Siberian Platform]. A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov, V.I. Vozhov, V.N. Vorob'ev, A.V. Gol'bert, V.V. Grebenyuk, M.P. Grishin, T.I. Gurova, D.I. Drobot, A.E. Kontorovich, V.L. Kuznetsov, V.M. Lebedev, I.G. Levchenko, M.M. Mandel'baum, N.V. Mel'nikov, K.I. Mikulenko, G.D. Nazimkov, V.D. Nakaryakov, I.D. Polyakova, B.L. Ryb'yakov, V.E. Savitskiy, V.V. Samsonov, O.F. Stasova, V.S. Starosel'tsev, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, E.E. Fotiadi, Moscow: Nedra, 1981, 552 p.

*Istoriya neftegaobrazovaniya i neftegonakopleniya na vostokey Sibirskoy platformy*

[History of petroleum formation and accumulation in the Eastern Siberian platform]. B.A. Sokolov, A.F. Safronov, A.An. Trofimuk, G.S. Fradkin, V.E. Bakin, V.A. Kashirtsev, A.V. Yapaskurt, A.N. Izosimova, Moscow: Nauka, 1986, 167 p.

Pogodaev A.V., Sitnikov V.S., Buydylo I.V. *Perspektivy neftegazonosnosti i prioritetye napravleniya dal'neyshikh poiskovykh rabot v Vilyuyskoy neftegazonosnoy oblasti (Sibirskaya platforma)* [Oil and gas prospects and priorities for further exploration in the Vilyuy petroleum region (Siberian Platform)]. *Geologiya nefti i gaza*, 2015, no 2, p. 6-16.

Pogodaev A.V., Sitnikov V.S., Lysov B.A. *Litologicheskie i gidrodinamicheskie osobennosti gazonosnosti verkhnepermskikh i nizhnetriasovykh otlozheniy Khapchagayskogo rayona Vilyuyskoy neftegazonosnoy oblasti* [Lithological and hydrodynamic features of the gas reservoirs of the Upper Permian and lower Triassic sequences from Khapchagay area of the Vilyui petroleum bearing region]. *Geologiya nefti i gaza*, 2012, no. 4, p. 2-12.

Safronov A.F. *Perspektivy narashchivaniya syr'evoy bazy neftegazodobychi na territorii Respubliki Sakha (Yakutiya)* [Prospects for expanding of the oil and gas reserves production on the territory of the Republic of Sakha (Yakutia)]. *Nauka i tekhnika v Yakutii*, 2009, no 2 (17), p. 15-21.

Surnin A.I. *Gidrodinamika produktivnykh gorizontov severo-zapada Vilyuyskoy sineklizy* [Hydrodynamics of the productive levels of the North-West of the Vilyuy syncline]. *Geokhimicheskie i gidrogeologicheskie predposylki poiskov nefti i gaza v Sibiri*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1983, p. 119-125.

Yakovlev Yu.I., Semashev R.G. *Gidrodinamicheskoe obosnovanie vydeleniya vodonapornykh sistem depressionnogo tipa* [Hydrodynamic explanation of water-pressure systems of depression type]. *Geologiya nefti i gaza*, 1982, no. 9, p. 23-27.

Yakovlev Yu.I., Semashev R.G. *Ispol'zovanie dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy dlya podscheta zapasov uglevodorodov i proektirovaniya opytno-promyshlennoy ekspluatatsii* [Use of hydrodynamic research data for calculation of hydrocarbon reserves and outline of pilot operation]. *Problemy metodiki poiska, razvedki i osvoeniya neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy Yakutskoy ASSR: tezisy dokladov nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Yakutsk, 1983, part II, p. 81-84.

© Погодаев А.В., 2018