

УДК 553.98

Г.П. Косачук, С.В. Буракова, Е.В. Мельникова, А.Ю. Усенко

Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) и входит в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан и строящегося газопровода «Сила Сибири». Территориально ЧНГКМ находится в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области – в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Месторождение многопластовое, продуктивными являются терригенные отложения венда. Отличается в основном:

- сложной тектоникой (блоковое строение, наличие многочисленных тектонических нарушений разного направления, возраста и интенсивности);
- непростой историей формирования, сопровождавшейся размывами, перерывами осадконакопления;
- наличием трапповых интрузий;
- высокой степенью неоднородности распространения коллекторов, обусловленной фациальной изменчивостью продуктивных отложений;
- аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) и температурами;
- неравномерным постседиментационным засолением отложений продуктивных горизонтов, снижающим коллекторские свойства пород.

Пластовые давление и температура – важнейшие энергетические характеристики залежей нефти и газа. Они определяют притоки к забоям скважин нефти, газа, воды и способы подъема их к земной поверхности по стволу скважин, влияют на фазовое состояние углеводородов в недрах, оказывают значительное воздействие на гидратообразование и пр. Для термобарических условий (ТБУ) всех залежей НБА характерна аномальность при очевидном разбросе пластовых давлений и температур.

К настоящему времени накоплен большой фактический материал по замерам пластовых давлений и температур продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения, и на его примере предпринята попытка выявить:

- 1) закономерности термобарических характеристик (ТБХ);
- 2) факторы, влияющие на эти характеристики.

Определение закономерностей и обуславливающих их факторов позволит:

- повысить достоверность прогнозных оценок по уровню добычи углеводородного сырья и оптимизировать размещение добывающих скважин с учетом природного потенциала продуктивности;
- обосновать сеть опорных скважин для мониторинга текущих ТБУ в процессе эксплуатации месторождения;
- выделить круг проблемных вопросов, которые требуют дополнительных лабораторных и промысловых исследований.

Результаты мониторинга ТБУ в первую очередь будут использованы при выработке мероприятий по предупреждению гидратообразования как в пластовых системах, так и в системах добычи газа, учитывая, что в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана «опорная» кривая гидратообразования [1].

Залежи ЧНГКМ связаны флюидальной системой вендского терригенного водоносного комплекса, который выделяется в объеме терригенной толщи венда. Средняя

Ключевые слова:

Чаяндинское месторождение, пластовые давление и температура, флюидальная система вендского терригенного комплекса, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, многолетне-мерзлые породы, кристаллический фундамент.

Keywords:

Chayanda field, reservoir pressure and temperature, fluid system of Vendian terrigenous complex, filtration-volumetric parameters of reservoirs, permafrost, crystalline basement.

толщина комплекса – 150 м (интервал изменения – 42–610 м). В составе комплекса на территории месторождения выделяются продуктивные горизонты: ботубинский, хамакинский, талахский и вилочанский. Комплекс залегает непосредственно на фундаменте и перекрывается 20–40-метровой пачкой ангидритизированных доломитов бюкской свиты. Эта пачка, а также залегающие выше доломиты и мергели успунской и кудулахской свит являются относительным водоупором. Толщина комплекса на месторождении и сопредельных территориях закономерно увеличивается с запада на восток в сторону Предпатомского прогиба.

Ботубинский горизонт находится в кровле комплекса. Представлен хорошо отсортированными мелко-среднезернистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. Эти песчаники распространены по региону в виде отдельных крупных зон, изолированных друг от друга непроницаемыми породами. Суммарные эффективные толщины коллекторов ботубинского горизонта – от 0 (линия выклинивания) до 39 м; фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) основной массы коллекторов: пористость – 14–16 %, проницаемость – 100–1000 мД.

Хамакинский горизонт залегает внутри терригенной толщи венда. Отделяется от ботубинского горизонта 10–80-метровой пачкой непроницаемых кластических пород. Коллекторы горизонта представлены разнозернистыми песчаниками, распространены по горизонту в виде отдельных, крупных, изолированных друг от друга зон; по площади частично перекрываются с коллекторами ботубинского горизонта. Суммарные эффективные толщины коллекторов хамакинского горизонта – от 0 (линия замещения) до 33,4 м; по сравнению с ботубинским горизонтом ФЕС коллекторов хамакинского горизонта хуже: пористость – 10(8?)–12 %, проницаемость – 100–500 мД.

Талахский горизонт залегает в среднем на 90 м глубже по разрезу, чем хамакинский. Представлен неравномерным переслаиванием плохо отсортированных песчаников и алевролитов, песчано-гравийных и глинистых прослоев пород. Их суммарная эффективная толщина – от 0 (линия замещения, выклинивания коллекторов) до 40 м, ФЕС коллекторов по площади очень изменчивы: пористость варьируется от 3 до 25 %, проницаемость – 10–600 мД.

Вилочанский горизонт залегает в нижней части терригенной толщи венда, отделяется от талахского 10–20-метровой пачкой непроницаемых кластических пород. Представлен неравномерным переслаиванием плохо отсортированных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая толщина – 60–110 м. Распределение коллекторов по площади и их свойства не изучены.

Пластовая температура. Температура горных пород характеризуется геотермическим градиентом (величиной приращения температуры на 100 м глубины, начиная от пояса постоянной температуры). Температура недр является функцией глубины залегания пород и величины геотермического градиента (Справочник по геологии нефти и газа, 1984):

$$q = \lambda \frac{dT}{dH},$$

где q – плотность теплового потока, Вт/м²;

λ – теплопроводность пород; $\frac{dT}{dH}$ – геотерми-

ческий градиент (палео- или современный), °С на 1, 100, 1000 м; H – глубина, м; T – средняя температура на уровне пояса постоянной годовой температуры в данном районе, °С.

Чаяндинское месторождение находится в зоне прерывистого и сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП), толщины которых достигают 305 м (изменяются от 108–180 до 305 м по геотермическим замерам и данным геофизических исследований скважин). Редкие мелкие надмерзлотные талики составляют ~1 % площади месторождения. Температурный режим и криогенное строение ММП на территории месторождения достаточно хорошо изучены по материалам инженерно-геологической съемки и подробно освещены в работе М.Н. Железняк [2]. По результатам работ: на площади среднегодовые температуры пород изменяются от –0,2 до –3,0 °С.

Геотермическая характеристика подмерзлотного разреза месторождения обусловлена в основном галогенно-карбонатными породами кембрия и терригенно-карбонатными породами венда. Для данного разреза характерна высокая теплопроводность пород карбонатной формации (λ), насыщенной высокоминерализованными рассолами.

Небольшой тепловой поток в сочетании с эрозией значительных толщ осадочного разреза (рифей-венда и кембрия) формирует по региону

тепловое поле, характеризуемое очень низкими температурами. На глубинах порядка 2 км температура пород составляет около $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такие низкие (аномальные) пластовые температуры характерны для значительной территории бассейна НБА. Так, средние значения геотермического градиента (расчет от подошвы мерзлоты) на Чаяндинском и соседних месторождениях колеблется от 150 до 200 м на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, а геотермической ступени – от 0,7 до 0,5 $^{\circ}\text{C}$ на 100 м соответственно. Лишь в местах отсутствия ММП, в зонах активного водообмена глубинных вод с поверхностными, существуют тепловые аномалии, где средние значения геотермического градиента несколько больше вышеуказанных. Так, в частности, в скв. 810, расположенной к юго-западу от ЧНГКМ, средние значения геотермического градиента равны 100 м на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, а геотермической ступени – 1,1 $^{\circ}\text{C}$ на 100 м.

На Чаяндинском месторождении пластовые температуры определялись ртутными термометрами при опробовании скважин, а также электротермометрами при термокаротаже в выстоявшихся скважинах. Точечные определения ртутными термометрами из-за различных условий опробования имеют большой разброс, например от $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (скв. 321-77) до $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ (скв. 321-60), и при очень низком температурном градиенте разреза это вызывает сложности при их интерпретации. Поэтому пластовые температуры в продуктивных горизонтах месторождения анализировались по материалам термокаротажа в выстоявшихся скв. 765, 213-03, 213-04, 321-19, 321-22 и др. – перед термокаротажем скважины были остановлены на 3–8 месяцев, и предполагается, что за это время в них полностью восстановился тепловой режим (рис. 1, 2). Изменения температур по исследованным скважинам колеблются в пределах $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ на абсолютной отметке -1300 м. Так, значения температуры составляют $+8,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в скв. 321-03 и 321-19, $+9,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в скв. 765 и 213-01. Близкие значения температур ($+9$, $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$) для абсолютной отметки -1300 м получены и на соседних Среднеботуобинском и Тас-Юряхском месторождениях. Это означает, что в целом для осадочного чехла региона имеет место низкая величина геотермического градиента, что характерно для древних платформ.

В распределении пластовых температур по площади (см. рис. 2) отчетливо прослеживается субмеридиональная направленность зон

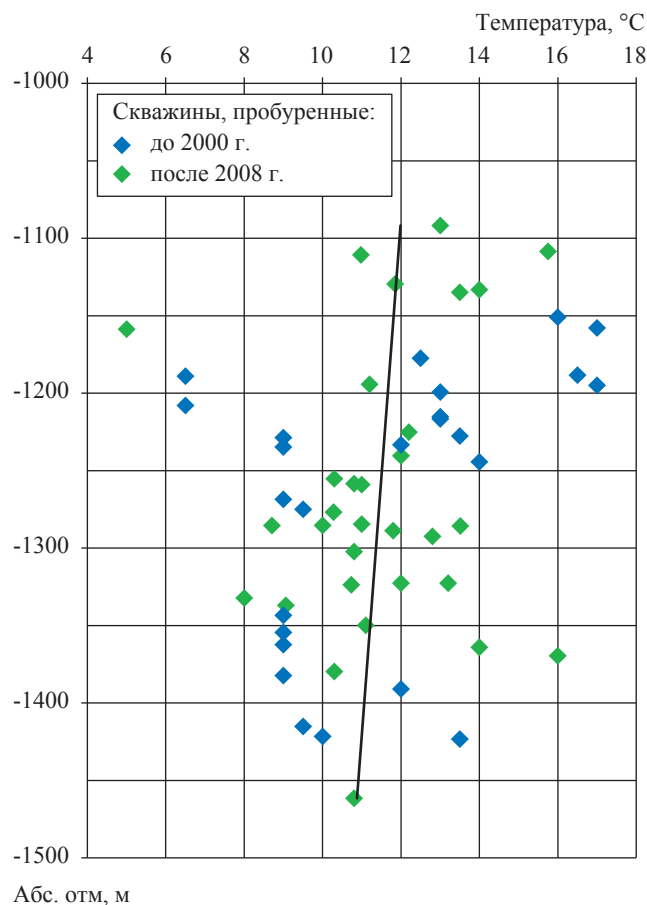


Рис. 1. Распределение пластовых температур по разрезу хамакинской залежи Чаяндинского месторождения

минимальных и максимальных значений, разброс колебаний $5\text{--}17\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зоны минимальных значений: 1 – район скв. 321-71, 321-68, 321-65, 321-49, 321-64; 2 – район скв. 758, 321-77, 213-04, 321-10, 321-19. Их разделяет зона максимальных значений температур субмеридиональной направленности – район скв. 848, 213-02, 847, 321-68, 321-48. Однако следует отметить, что влияние пластовых интрузий (трапповых тел) на распределение пластовых температур ЧНГКМ в данной статье не рассматривалось.

В целом, исходя из геологической истории развития НБА и выявленных закономерностей распределения пластовых температур в хамакинской залежи Чаяндинского месторождения, считаем главными факторами низкой величины геотермического градиента физико-географические особенности, обусловленные эрозией значительных толщ отложений рифей-венда и кембрия.

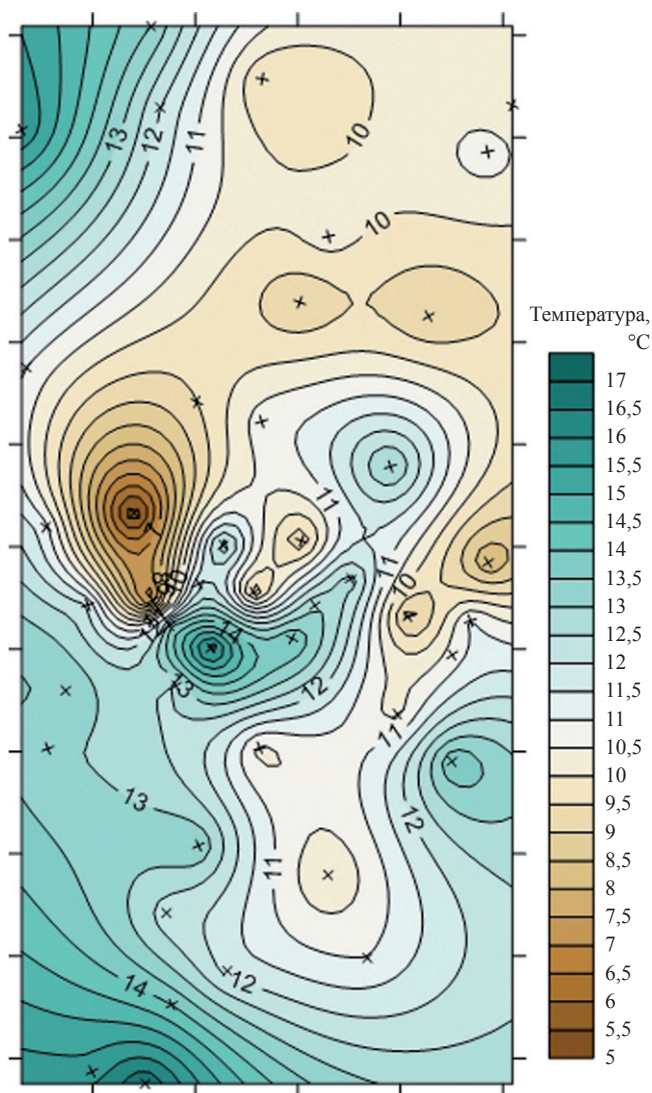


Рис. 2. Распределение пластовых температур по площади хамакинской залежи Чаяндинского месторождения

Пластовые давления. Пластовые давления по разрезу ЧНГКМ изменяются от гидростатических (условногидростатических) до АНПД (рис. 3).

Пластовое давление считается равным нормальному гидростатическому давлению, если оно уравнивается столбом минерализованной воды высотой от вскрываемого пласта до устья скважины. Плотность воды при этом принимается равной $1-1,25 \text{ г/см}^3$, что соответствует плотности подземных вод. Поскольку фактическое изменение плотности подземных вод в разрезе месторождения часто неизвестно, то, чтобы исключить влияние минерализации, введено понятие условного гидростатического давления, т.е. давления столба пресной

воды плотностью 1 г/см^3 и высотой от изучаемого пласта до устья скважины. Вертикальный градиент изменения условного гидростатического давления равен $0,01 \text{ МПа}$ на 1 м толщины пород, а градиент нормального гидростатического давления не превышает $0,012-0,013 \text{ МПа}$ на 1 м глубины.

Характер распределения пластовых давлений на ЧНГКМ в верхних водоносных комплексах (от метегерской свиты до низов толбачанской) свидетельствует о гидродинамической связи этих комплексов между собой и с поверхностными водами. Так, в верхней части метегерской свиты пластовые давления близки к условным гидростатическим, плотность воды – около 1 г/см^3 , статистические уровни ($2-4,5 \text{ м}$ от устья скважины) практически соответствуют зеркалу грунтовых поверхностных вод, а приведенные напоры составляют $+345 \text{ м}$ при средней гипсометрии поверхности рельефа $+350 \text{ м}$.

Вниз по разрезу воды становятся более минерализованными, и в соответствии с ростом их минерализации увеличиваются пластовые давления. В низах толбачанской свиты нормальные гидростатические пластовые давления уже на $0,5-0,6 \text{ МПа}$ выше условных гидростатических. Следует отметить, что гидродинамическая связь указанных комплексов осуществляется в южной части месторождения, где галые породы метегерской и ичерской свит выходят на поверхность, а из разреза исчезает один из основных водоупоров – соли чарской свиты.

В подсолевых комплексах (под юрегинскими солями) характер пластовых давлений резко меняется. Пластовые давления в них аномально низкие: меньше условных гидростатических в терригенной толще венда на $5,1-5,8 \text{ МПа}$, причем в терригенной толще венда аномальность увеличивается по направлению к фундаменту. Так, приведенные напоры вод в ботубинском и хамакинском горизонтах колеблются от -116 до -158 м , в талахском уменьшаются до $-(207-212) \text{ м}$, а в вилочанском до -217 м [4].

На примере хамакинского горизонта рассмотрим распределение пластовых давлений по площади залежи (рис. 4). На рисунке отчетливо прослеживаются зоны с минимальными и максимальными значениями пластовых давлений (диапазон $-11,9-13,4 \text{ МПа}$). Значения АНПД имеют хорошо выраженную субширотную направленность (район скв. 321-69,

321-68, 321-50, 751, 845, 848; 321-42, 321-3 и скв. 213-04, 321-47, 321-49) и менее выраженную субмеридиональную направленность (район скв. 321-19). И наоборот, разброс максимальных значений пластовых давлений имеет хорошо выраженную субмеридиональную направленность (район скв. 847, 321-63, 321-48) и менее выраженную субширотную направленность (район скв. 321-55, 843, 321-72). В целом распределение пластовых давлений отражает структурный план Чайядинского месторождения и фиксирует наличие осложнений субмеридиональной и субширотной направленности.

Рассмотрим и оценим основные точки зрения на причины возникновения АНПД.

В.А. Всеволожский и В.И. Дюнин (1998) [5], обобщив огромный фактический материал по величинам пластовых давлений в нескольких тысячах скважин, расположенных на более чем 100 месторождениях углеводородов и подземных вод в Восточном Предкавказье, Западной Сибири, Средней Азии, Тимано-Печорской провинции, Днепровско-Донецкой, Припятской, Куринской и Ферганской впадинах, пришли к выводу, что для всех изученных регионов и подавляющего числа месторождений (структур) характерно наличие разнонаправленных латеральных градиентов пластовых давлений. Наличие разнонаправленных градиентов в единой пластовой системе возможно только при наличии внутри нее границ определенного типа, разделяющих систему на относительно изолированные блоки.

Существование изолированных (замкнутых) пластовых систем как по горизонтали, так и по вертикали наблюдается и в осадочных бассейнах Западной Якутии [6]. Так, распределение пластовых давлений в осадочных породах НБА характеризуется следующими данными: в докембрийском терригенном комплексе пластовое давление на глубине 2400 м (вилючанский продуктивный горизонт, минерализация вод 390 г/л) составляет 17,6 МПа, на глубине 1900 м (ботуобинский продуктивный горизонт, минерализация вод 450 г/л) – 14,6 МПа. В нижнекембрийском карбонатном комплексе (осинский продуктивный горизонт, минерализация вод 380–390 г/л) на глубине 1550 м пластовое давление равно гидростатическому 15,8 МПа.

Тектонической особенностью Чайядинского НГКМ является осложненность многочисленными разрывными нарушениями. Множественные нарушения контролируют залежи

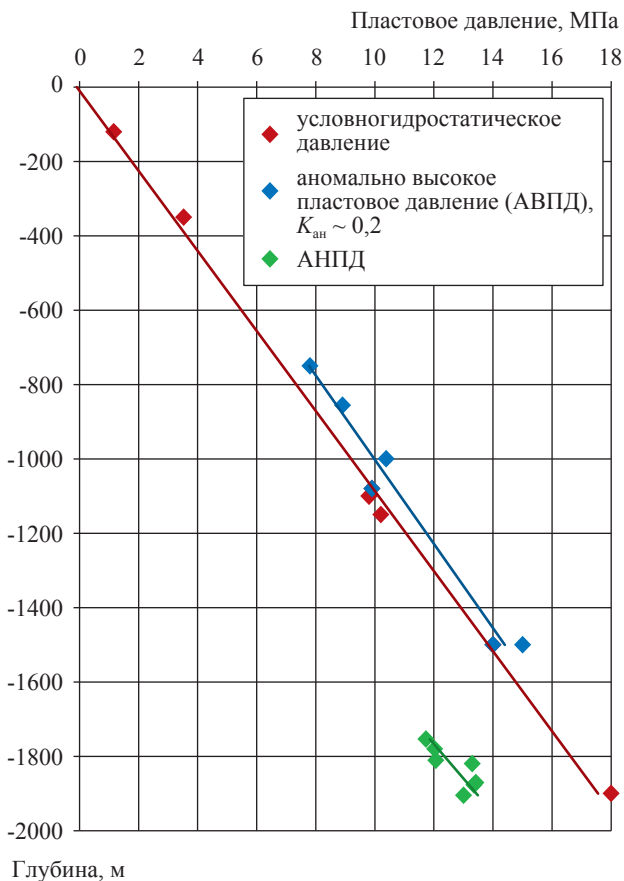


Рис. 3. Распределение пластовых давлений в разрезе Чайядинского месторождения [3]: $K_{ан}$ – коэффициент аномальности давления

в отдельных блоках, в то же время более мелкие нарушения контролирующим эффектом не обладают, что подтверждается наличием различных градиентов давления в единой пластовой системе хамакинского горизонта.

По мнению А.Е. Гуревича с соавторами (1987) [7], существует только два непосредственных фактора АНПД. Это причины, определяющие движение подземных вод: 1) действие гравитационного поля на жидкость; 2) изменение объемов порового пространства и жидкости в поровом пространстве. Поскольку эти факторы могут влиять на процесс течения вод одновременно, то необходимо говорить о двух составляющих пластового давления: гравитационно-конвекционной (иными словами, гидростатической), величина которой определяется весом столба флюида и потерями напора при конвекции, и компрессионной (выжимающей – элизионной), которая включает все остальные возможные причины изменения давления в водоносных горизонтах,

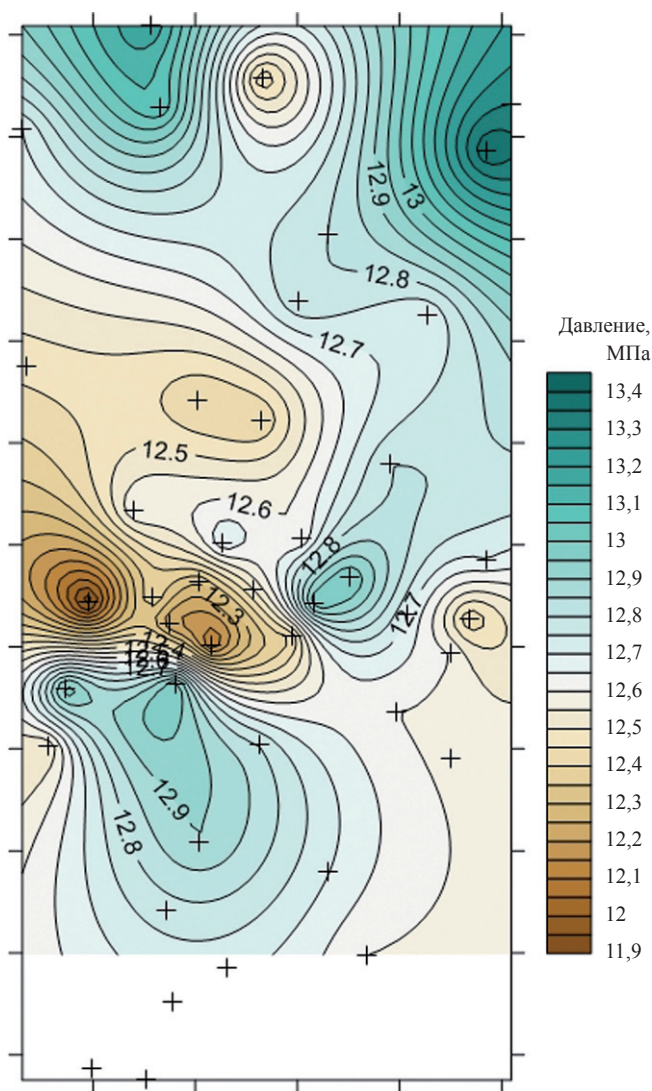


Рис. 4. Распределение пластовых давлений в хамакинском залежи Чайдинского месторождения

ведущие к его отклонению от нормального гидростатического.

В качестве причин гравитационно-конвекционного движения подземных вод называют негоризонтальность поверхности Земли, а следовательно, и грунтовых вод, а также неоднородность плотностей подземных вод из-за различия в их минеральном составе [7].

На территории Чайдинского месторождения влияния гравитационно-конвекционного фактора не отмечено, так как в пределах локальных (сезонных) областей питания приращение напора в области грунтовых вод отсутствует. Это наглядно демонстрирует рис. 5. Скважины, вскрывшие толщу ММП, имеют тенденцию увеличения давления с глубиной, и наоборот – в областях отсутствия ММП изменения давлени-

ния не наблюдается. Кроме того, в силу высокой минерализации пластовых вод хамакинского горизонта присутствие водорастворимых солей в поровом пространстве не может сказаться на уменьшении вертикальной составляющей напора. Графический способ определения тесноты связи показывает ее отсутствие (изменение линейного тренда в пределах 0–50 % наличия водорастворимых солей составляет 0,1 МПа).

Не рассматривая генезис границ, а учитывая то, что миграция газов и жидкостей в горных породах и передача гидростатического давления могут происходить только по сообщающимся между собой порам или трещинам, следует полагать достаточным определение предельных фильтрационных параметров пород, при которых флюиды могут в них перемещаться и передавать гидростатическое давление. Согласно исследованиям А.Е. Рыжова, Е.О. Семёнова и др. (2013–2015), для пород хамакинского горизонта граничные фильтрационные величины составляют: коэффициент пористости $K_n = 3,2\%$; коэффициент проницаемости $K_{пр} = 0,7$ мД. Следует отметить, что большее число исследователей принимает за нижний предел коллектора значения открытой пористости 6–8 % (К.И. Багринцева, С.С. Итенберг, П.К. Лжович, С.А. Аманов, Р.Н. Засадный, Л.Н. Берман, М.М. Потлова и др. [8, 9]). То есть породы с граничными фильтрационными величинами ($K_n = 3,2\%$; $K_{пр} = 0,7$ мД) могут считаться достаточно надежными изолирующими границами.

Влияние сообщающихся пор на замеры пластового давления в хамакинском продуктивном горизонте показано на рис. 6. Графический способ определения тесноты связи указывает на незначительную функциональную связь роста давления с уменьшением эффективной толщины пласта $H_{эф}$.

Б.А. Фукс и А.Б. Фукс (1976, 2000) [10] считают, что основной причиной возникновения и существования АНПД в терригенных продуктивных отложениях Непско-Ботубинской нефтегазоносной области является геотермический фактор. Палеотермические расчеты, приведенные в работе [7], показывают, что в конце неогена пластовая температура залежи ботубинского горизонта Чайдинского месторождения составляла 26,5 °С, Среднеботубинского – 26,73 °С, Тас-Юряхского – 27,33 °С при современных величинах прибли-

зительно 10, 14, 10 °С соответственно. Расчеты (А.Б. Фукс, Л.С. Сопкалова, 1979) также показывают, что при уменьшении температуры на 13 °С из-за разницы температурных коэффициентов расширения воды и песчаника происходит снижение внутривыворного давления на величину 9,6 МПа.

А.С. Анциферов (1978) [11] АНПД в разрезах НБА объясняет изолирующими свойствами ММП, которые затрудняют нисходящую фильтрацию поверхностных вод и тем самым ограничивают вертикальную составляющую гидростатического напора на величину, пропорциональную их мощности.

Для территории Чаяндинского месторождения областью питания является Байкало-Патомская складчатая зона, где сплошная мерзлота отсутствует (И.А. Некрасов, 1984), и следовательно, нет оснований ограничивать вертикальную составляющую гидростатического напора. Кроме того, в силу высокой минерализации воды нижнего палеозоя и докембрия не замерзают в зоне существующих низких температур и поэтому не могут уменьшать вертикальную составляющую напора. Следовательно, рассматривать наличие мерзлоты (отрицательных температур в верхних частях разреза) в качестве причины снижения вертикальной составляющей напора в данных условиях неправомерно. Это наглядно демонстрирует и рис. 5, на котором показано влияние ММП на замеры пластового давления в скважинах ЧНГКМ. Тенденция обратная: наблюдается рост давления с увеличением толщины ММП.

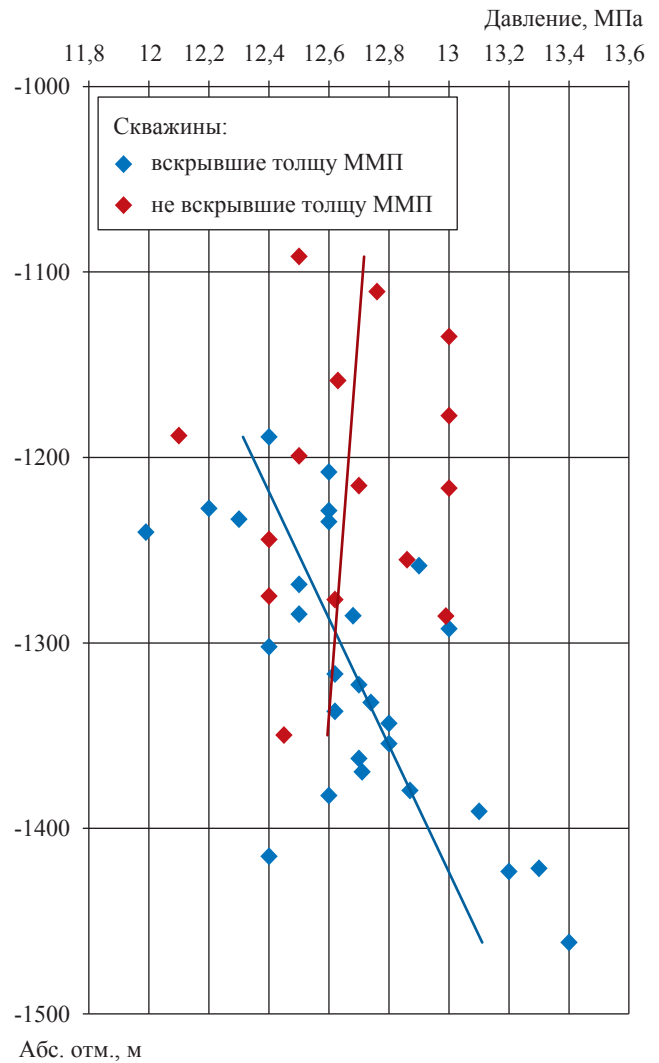


Рис. 5. Влияние ММП на замеры пластового давления в хамакинском продуктивном горизонте

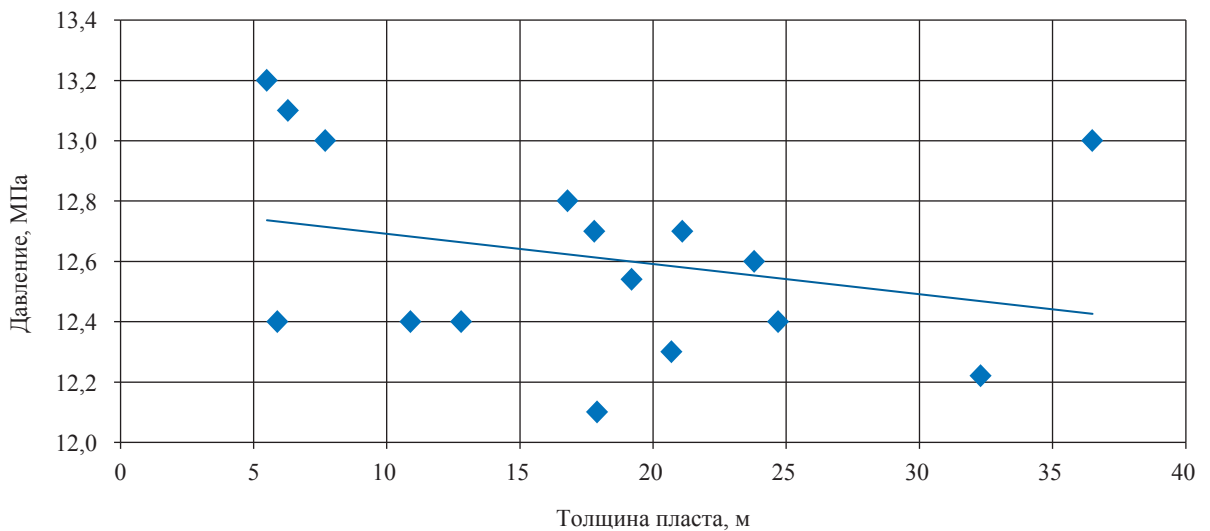


Рис. 6. Влияние эффективной толщины пласта на замеры пластового давления в хамакинском продуктивном горизонте

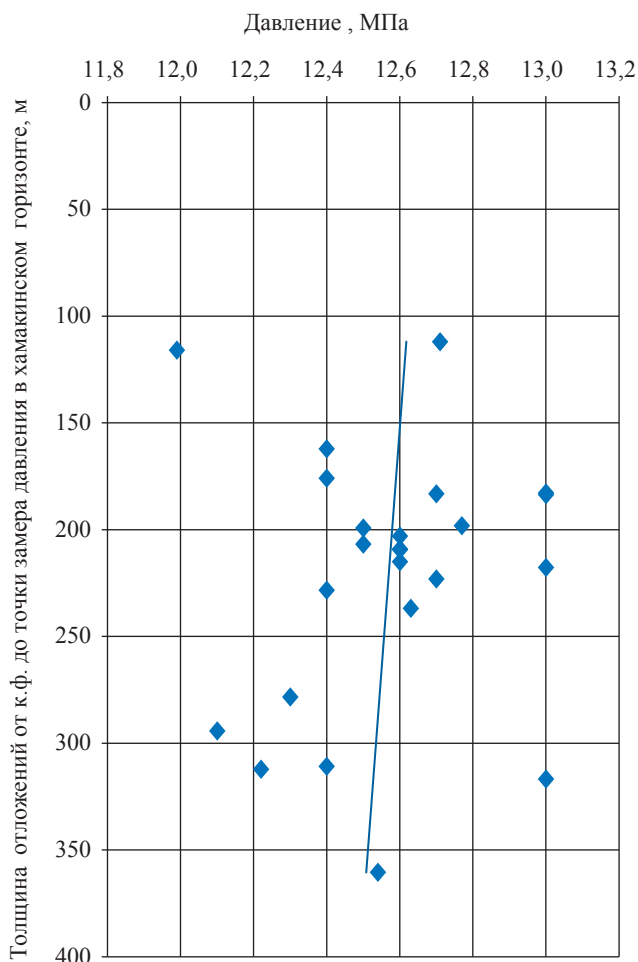


Рис. 7. Влияние к.ф. на замеры пластового давления

Незначительное снижение давления отмечается в скважинах, где отсутствует ММП, а это значит, что локальные (сезонные) области питания также не оказывают влияния на глубинный напор и давление.

Ю.И. Яковлев и Р.Г. Семашев (1982), В.Д. Матвеев (2000), В.С. Ситников (2005) [12] в качестве причины снижения давления в отложениях докембрия НБА выдвигают гипотезу «засасывания» вод этого комплекса в разломные зоны фундамента. Исследователи не объясняют, почему «засасывание» обладает избирательностью, так как «засасывает» только воды докембрия – поскольку в нижнекембрийском карбонатном комплексе (осинский продуктивный горизонт) на глубине 1550 м пластовое давление равно 15,8 МПа. Такое объяснение не подтверждается данными, приведен-

ными на рис. 7, на котором отражено влияние кристаллического фундамента (к.ф.) на замеры пластового давления в скважинах ЧНГКМ. Графический способ определения тесноты связи показывает ее отсутствие (изменение линейного тренда в пределах 0–400 м толщи составляет 0,1 МПа).

В целом анализ фактических геолого-промысловых данных не опровергает того, что геотермический фактор служит одной из наиболее вероятных причин возникновения и существования АНПД в терригенных продуктивных отложениях Непско-Ботубобинской нефтегазозной области. В частности, наиболее вероятными причинами локальных изменений ТБХ во флюидальных системах ЧНГКМ являются:

- изменение эффективных толщин;
- наличие в пластовой системе продуктивного горизонта изолирующих границ для миграции газов и жидкостей.

Главный фактор, создающий низкую величину геотермического градиента на территории ЧНГКМ, – физико-географический (эрозия и размыв пород рифей-венда и кембрия).

Построенные поля (зоны) пластовых давлений и температур могут расцениваться как фоновые перед вводом месторождения в эксплуатацию, а скважины, по исходным данным которых выстроены эти поля, – как опорные для использования при дальнейших сетевых наблюдениях за ТБУ.

Полученные распределения начальных ТБУ по разрезу и площади будут учтены при обосновании прогнозных оценок уровня добычи углеводородного сырья и оптимизации размещения добывающих скважин. Результаты мониторинга ТБУ примут к сведению при выработке мероприятий по предупреждению гидратообразования как в пластовых системах, так и в системах добычи газа, а также разработке термогазодинамической модели для описания фильтрационных и физико-химических процессов, протекающих в пласте.

Выводы этой статьи могут быть использованы при освоении аналогичных объектов Непско-Ботубобинской нефтегазозной области.

Список литературы

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 506 с.
2. Железняк М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы: дис. ... д-ра геол.-минер. наук / М.Н. Железняк. – 2008. – 339 с.
3. Изюмченко Д.В. Возможность подземного захоронения промышленных стоков на Чаяндинском месторождении / Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, С.В. Буракова и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 34–36.
4. Косачук Г.П. К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.П. Косачук, С.В. Буракова, С.И. Буточкина и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 114–123.
5. Всеволожский В.А. К обоснованию гидродинамической модели глубоких водоносных горизонтов / В.А. Всеволожский, В.И. Дюнин // Водные ресурсы. – 1998. – Т. 25. – № 2. – С. 140–145.
6. Граусман А.А. О природе давлений во флюидальных системах осадочных бассейнов / А.А. Граусман // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11. – С. 1–11.
7. Гуревич А.Е. Давление пластовых флюидов / А.Е. Гуревич, М.С. Крайчик, Н.Б. Батыгина и др. – Л.: Недра, 1987.
8. Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири: сб. науч. тр. СНИИГиМС. – Новосибирск, 1982.
9. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999. – С. 277.
10. Фукс А.Б. Пластовые углеводородные системы и продуктивность месторождений южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук / А.Б. Фукс. – М., 2000. – С. 32.
11. Анциферов А.С. О причинах аномально низких пластовых давлений / А.С. Анциферов // Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 242. – № 5. – С. 1130–1132.
12. Ситников В.С. Тектоника и нефтегазоносность неопротерозоя и нижнего палеозоя востока Сибирской платформы: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук / В.С. Ситников. – Новосибирск, 2005. – С. 30.