

УДК 553.98: 004.9

**Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, Д.Г. Бельский**

## Оценка геомеханических свойств геологической среды Чаяндинского месторождения

Поскольку традиционными методами изучения коллекторов решить проблему закономерностей образования и развития трещинного пространства в геологической среде Чаяндинского месторождения не представляется возможным, особое значение приобретает анализ результатов геолого-технологических исследований скважин (ГТИ), имеющих целью получение точного представления о геомеханической характеристике разреза скважин.

Геологическая среда повсеместно находится в напряженном состоянии. Напряженно-деформационное состояние (НДС) пород определяется эффективным и дополнительным давлением (главными нормальными напряжениями и пластовым давлением) и упруго-прочностными (деформационными) свойствами пород. Существующие в геологической среде напряжения влияют на ее свойства, приводят к образованию зон (секторов) с пониженными прочностными свойствами и развитию планетарной трещиноватости пород (Павлова Н.Н., 1975; Ставрогин А.Н., Протосеня А.Г., 1985; Петров А.И., Шеин В.С., 2005; Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Шустов Д.В. и др., 2012 [1–4]). Многочисленные отечественные и зарубежные исследования [5–7] показали, что азимутальное направление изменения траектории стволов скважин совпадает с направлением развития трещин. Учитывая, что инклинометрия является информационной основой ГТИ, вектор направления напряжений геологической среды Чаяндинского месторождения был определен по данным инклинометрии.

Для выявления зон (секторов) с пониженными прочностными свойствами пород Чаяндинского месторождения проанализированы данные инклинометрии об изменении траектории стволов 15 скважин. Для наглядности представления и объективности суждения построена круговая диаграмма, состоящая из концентрических окружностей с шагом 200–250 м и радиусом 2000 м. Эта диаграмма разбита по частям света с ценой деления шкалы  $\sim 5\text{--}10^\circ$  и началом отсчета на «севере» (точка  $0^\circ$ ) по часовой стрелке. На диаграмму нанесены азимуты изменения траектории стволов скважин на глубинах их фиксации. Полученные диаграммы имеют вид «роз трещиноватости» с определяемым или неопределяемым радиусом вектора. Независимо от блока, в котором расположена скважина, выявлено 4 типа вектора направления изменения траектории стволов скважин: три с определяемым трендом вектора, один – с неопределяемым. Определяемые тренды: юго-восточный (ЮВ, зенитный угол  $125\text{--}176^\circ$ ), юго-западный (ЮЗ, зенитный угол  $185\text{--}236^\circ$ ), северо-восточный (СВ, зенитный угол  $26^\circ$ ). Вектор с неопределяемым трендом характеризуется тем, что при отсутствии четко выраженной анизотропии трещиноватости по азимутальным направлениям средний зенитный угол колеблется в пределах  $135\text{--}209^\circ$  и не превышает  $90^\circ$  ( $74^\circ$ ).

Юго-западный тренд вектора определяется в скважинах: № 321-16, 321-23, 180-06, 761 (Северный блок), 808 (Саманчакитский блок II), 229-1 (Саманчакитский блок 0); юго-восточный – в скважинах № 228-1, 844, 845 (Южный блок I), 763 (Северный блок); северо-восточный – в скважине № 321-19 (Северный блок), 806 (Южный блок II); не определяется тренд в скважинах № 321-22, 321-20, 321-14, 321-1, 213-05 (Северный блок). Представление о характере изменения траектории стволов скважин дают рис. 1–5. У подавляющего числа скважин (93 %) определяющая траектория ствола скважины находится в пределах трех секторов:  $180^\circ \pm 15^\circ$  (40 %);  $225^\circ \pm 15^\circ$  (33 %);  $135^\circ \pm 15^\circ$  (20 %).

**Ключевые слова:**

Чаяндинское месторождение, геомеханическая характеристика разреза, инклинометрия, азимут направления напряжений, поглощающие толщи, развитие трещинного пространства.

**Keywords:**

Chayandinsk field, geomechanical characteristics of a cut, drift survey, azimuth of stresses direction, absorbing strata, development of fractured space.

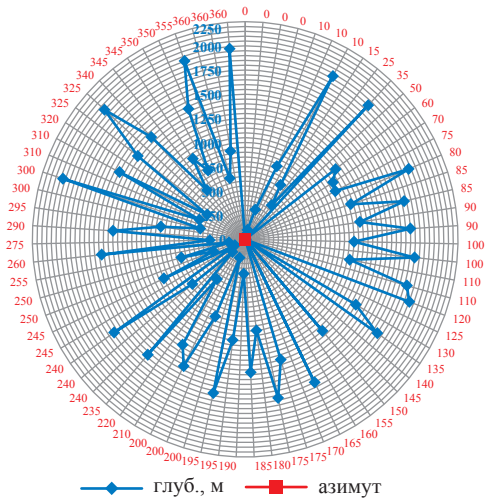


Рис. 1. Неопределяемый вектор направления напряжений (скв. 321-1, Северный блок)

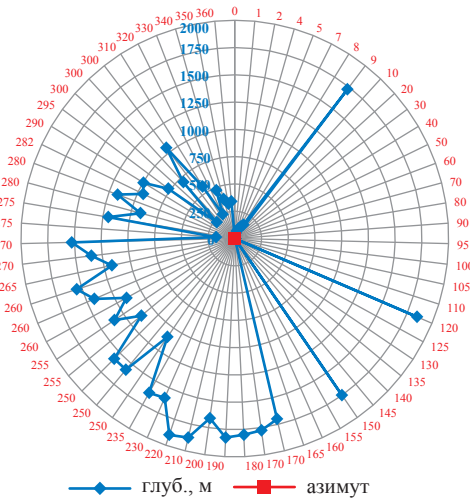


Рис. 2. Юго-западный вектор направления напряжений (скв. 761, Северный блок)

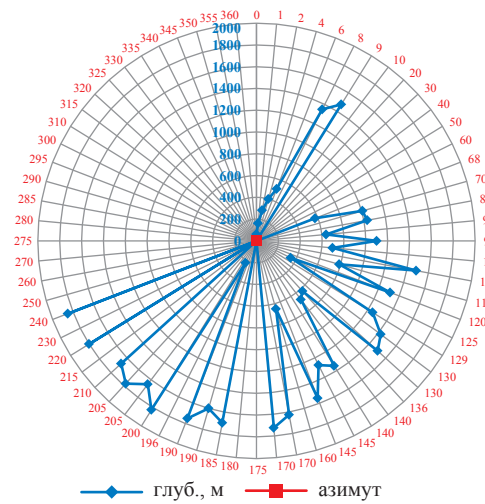


Рис. 3. Юго-восточный вектор направления напряжений (скв. 763, Северный блок)

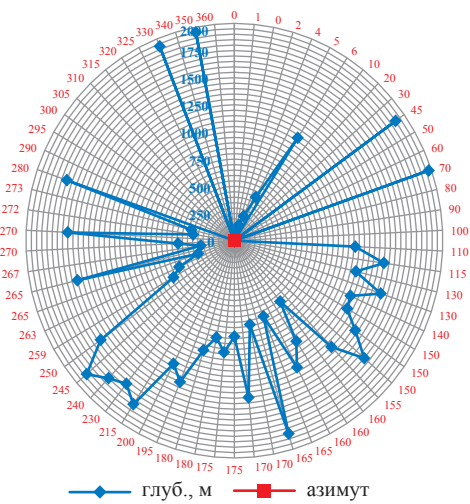


Рис. 4. Юго-восточный вектор направления напряжений (скв. 844, Южный блок I)

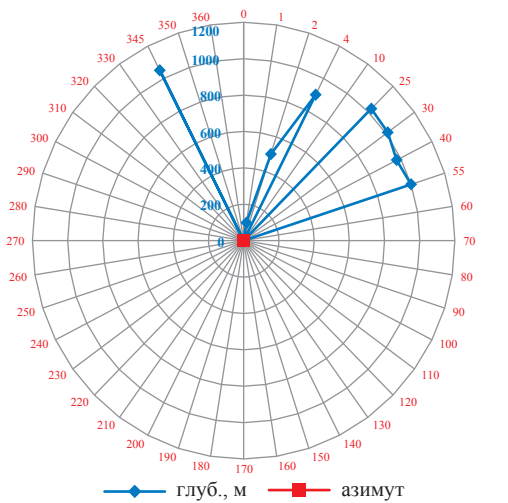


Рис. 5. Северо-восточный вектор направления напряжений (скв. 806, Южный блок II)

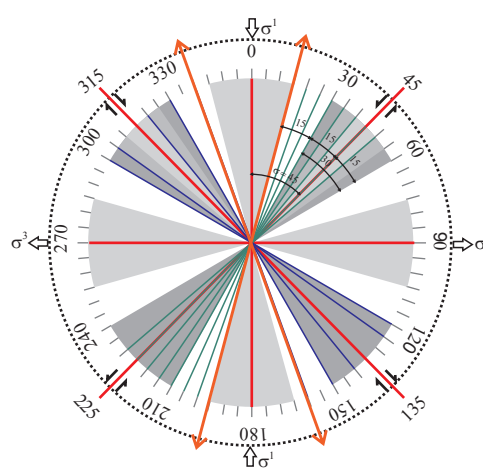


Рис. 6. Азимутальный круг и положение осей максимальных нормальных напряжений  $\sigma^1$  и  $\sigma^3$  (А.И. Тимурзиев, 2009 г.)

Теоретически, согласно А.И. Тимурзиеву [8], разрядка напряжений может быть осуществлена через разрывообразование в восьми азимутальных секторах систем планетарной делимости земной коры: ортогональных (4 сектора) и диагональных (4 сектора) (рис. 6). В этой связи для условий Чаяндинского месторождения преимущественное развитие трещин может происходить по трем осям напряжений – одной ортогональной и двум диагональным (динамопаре). При этом крайние значения азимутов простирания разломов для динамопар сколов ЮВ ( $125\text{--}176^\circ$ ) и ЮЗ ( $185\text{--}236^\circ$ ) образуют двойной угол скола, величина которого составляет  $51^\circ$  (менее  $90^\circ$ ). Этот факт указывает на единственно возможное, безальтернативное горизонтальное положение оси максимальных сжимающих напряжений при формировании разломов осадочного чехла Чаяндинского месторождения.

Горизонтальное сжатие формирует меридиональное растяжение. Прямым доказательством этому является смещение в плане оси древнего свода по фундаменту относительно его положения по горизонтам КВ (отражающий сейсмический горизонт по кровле терригенных отложений венда) и II (отражающий сейсмический горизонт по кровле билирской свиты нижнего кембрия). То есть процессы образования и развития трещинного пространства в геологической среде Чаяндинского месторождения ориентированы субпараллельно горизонтальному сжатию.

Многочисленные отечественные и зарубежные исследования показали [5, 6, 9], что азимутальное направление стволов скважин совпадает с направлением развития трещин. Данные о направлениях трещиноватости пород согласуются с данными о естественном искривлении стволов скважин на Жирновско-Бахметьевском (Волгоградская область, РФ), Тенгизском (Казахстан), Нагумановском (Оренбургская область, РФ) месторождениях в интервалах поглощений бурового раствора. Преобладающие азимуты  $30\text{--}60^\circ$  ( $210\text{--}240^\circ$ ) и  $120\text{--}150^\circ$  ( $300\text{--}330^\circ$ ).

В целях определения азимута поглощающих пластов на Чаяндинском месторождении проведен сбор инклинометрических данных по скважинам, на которых имели место осложнения. Проанализированы данные об изменении траектории ствола в интервалах поглощения, глубины вскрытия поглощающих пластов, их

азимут и зенитный угол, интенсивность поглощения. Анализ проведен по 24 скважинам, на которых было вскрыто 46 интервалов, имеющих различную интенсивность поглощений – от частичных до катастрофических. При этом интервалы поглощений залегают на глубинах от менее 100 до 1887 м, которые приурочены к отложениям от метегерской свиты до хамакинского горизонта включительно. Особенности распределения поглощающих толщ в разрезе Чаяндинского месторождения приведены в табл. 1. Данные таблицы показывают, что в разрезе Чаяндинского месторождения прослеживаются 10 поглощающих толщ (свит, горизонтов), при этом 81 % поглощений приходится на 4 свиты кембрия – метегерскую, чарскую, олекминскую и толбачанскую. Наибольшая частота поглощений (37,9 %) фиксируется в чарской свите. Поглощающие отложения представлены галогенно-сульфатно-карбонатными породами:

- *метегерская свита* сложена переслаиванием доломитов участками глинистых, загипсованных известняков с прослоями мергелей и ангидритов. В нижней части свиты повсеместно встречаются кавернозные породы;

- *чарская свита* сложена тонко-мелкозернистыми доломитами, часто ангидритизированными и глинистыми, с прослоями мергелей, аргиллитов и ангидритов и пластами каменной соли. Отложения сильно закарстованы, особенно в зоне минимальных толщин свиты;

- *олекминская свита* сложена известняками, известняковыми доломитами, участками кавернозными, иногда слабо глинистыми и трещиноватыми, часто битуминозными;

- *толбачанская свита* сложена доломитами и известняками – массивными участками трещиноватыми, глинистыми, с прослоями ангидритов и мергелей. В доломитах и известняках встречаются кавернозно-поровые разности. Свита в верхней части сложена доломитами с прослоями мергелей, аргиллитов и каменной соли.

Выявлены следующие азимутальные направления в интервалах поглощений:

- северное ( $0^\circ \pm 15^\circ$ ): 18,9 %;
- северо-западное ( $315^\circ \pm 15^\circ$ ): 8,1 %;
- северо-восточное ( $45^\circ \pm 15^\circ$ ): 2,8 %;
- южное ( $180^\circ \pm 15^\circ$ ): 13,5 %;
- юго-западное ( $225^\circ \pm 15^\circ$ ): 18,9 %;
- юго-восточное ( $135^\circ \pm 15^\circ$ ): 16,2 %;
- восточное ( $90^\circ \pm 15^\circ$ ) и западное ( $270^\circ \pm 15^\circ$ ): по 10,8 %;

Таблица 1

**Частота поглощений в поглощающих толщах Чаяндинского месторождения, %**

Поглощающая толща, горизонт	Азимутальные секторы систем планетарной делимости земной коры, °								Всего
	0±15	45±15	90±15	135±15	180±15	225±15	270±15	315±15	
1. Метегерская	2,7			2,7	2,7		2,7		10,8
2. Чарская	5,4	2,8	8,1	5,4	2,7	10,8		2,7	37,9
3. Олекминская			2,7	2,7	2,7	5,4			13,5
4. Толбачанская	2,7			5,4	5,4			5,4	18,9
5. Эльгянская							2,7		2,7
6. Юрегинская							2,7		2,7
7. Билирская	2,7								2,7
8. Юряхская	2,7					2,7			5,4
9. Ботуобинский							2,7		2,7
10. Хамакинский	2,7								2,7
Итого	18,9	2,8	10,8	16,2	13,5	18,9	10,8	8,1	100,0

Очевидно, что разрядка напряжений может быть осуществлена через разрывообразования во всех восьми азимутальных секторах – четырех ортогональных и четырех диагональных. Азимутальные направления напряжений распределены довольно равномерно. Минимальные напряжения приходятся на 2 диагональных сектора (динамопару) северо-восток  $45^\circ \pm 15^\circ$  – северо-запад  $315^\circ \pm 15^\circ$ , которые являются основными азимутальными направлениями в интервалах поглощения бурового раствора на месторождениях Волгоградской и Оренбургской областей, Казахстана. А это может означать, что линейно ориентированные элементы не имеют связи с закономерностями образования и распределения планетарной трещиноватости при формировании поглощающих толщ Чаяндинского месторождения.

Для подтверждения данного предположения на азимутальный круг наложены направления напряжений геологической среды Чаяндинского месторождения и азимутальные секторы направления напряжений в поглощающих толщах (табл. 2). Согласно данным таблицы, тренд вектора (азимут) направления напряжений не оказывает влияния на интенсивность поглощения, а также отсутствует четко выраженная анизотропия трещиноватости по азимутальным направлениям. Так, в 43 % случаев сохраняется тренд вектора направления напряжений по разрезу в интервалах поглощения; в 57 % случаев в интервалах поглощения происходит изменение траектории ствола скважины по сравнению с преобладающим направлением напряжения геологической среды. По-видимому, тектонический фактор, определяющий развитие трещиноватости, не оказывает заметного влияния на ха-

рактер изменения фильтрационно-емкостных свойств пород поглощающих толщ (свит, горизонтов) Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Выполнена оценка возможности изменения местного напряжения в стволе скважин за счет гидроразрыва пород в стволе вертикальных скважин. Увеличение давления в стволе скважины может настолько изменить местные напряжения, что возникают явления гидроразрыва, приводящие к поглощению бурового раствора (частичному, полному и др.). На Чаяндинском месторождении в процессе бурения 20 новых разведочных скважин (№ 321-43, 321-47, 321-49, 321-51, 321-53, 321-54, 321-55, 321-56, 321-57, 321-59, 21-61г, 321-62, 321-66, 321-67, 321-69, 321-70, 321-71, 321-72, 321-74, 321-76) произошли поглощения бурового раствора различной интенсивности.

Направление напряжений и разрушение ствола скважины за счет гидроразрыва оценивалось по условиям:

- если удельный вес бурового раствора слишком велик, то вдоль максимального горизонтального напряжения могут возникнуть трещины, вызываемые процессом бурения;
- если удельный вес бурового раствора слишком мал, скважинные разрывы могут возникнуть по направлению минимального напряжения (рис. 7).

Гидростатическое давление бурового раствора ( $P_{\sigma,p}$ ) рассчитано согласно формуле

$$P_{\sigma,p} = 9,81H\rho, \text{ МПа},$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глубина, м.

Таблица 2

## Изменение траектории ствола скважины в интервалах поглощений

№ скв.	Тренд вектора направления напряжений по разрезу	Глубина поглощения, м	Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Направление напряжений в интервалах поглощений, °				Преобладающий азимут напряжения в интервалах поглощений	
				зенитный угол	азимут	сектор	отклонение	преобладающий зенитный угол	сектор
845	Юго-восточный	22	15	0,15	0	0 ± 15	–	176	180 ± 15
		660	Второй ствол	2	350	0 ± 15	–	–	–
213-05	Неопределяемый	66	15	0,3	275	270 ± 15	–	–	–
		316	10	0,45	45	45 ± 15	–	–	–
761	Юго-западный	126	1	0	0	0 ± 15	–	225	225 ± 15
		581	10	2,3	310	315 ± 15	–	–	–
321-20	Неопределяемый	1313	1	1	260	270 ± 15	–	183	180 ± 15
		1860	2	0,3	260	270 ± 15	–	–	–
		1875	30	0	0	0 ± 15	–	–	–
321-22	Неопределяемый	347	–	1,45	110	90 ± 15	–	135	135 ± 15
		450	1–2	2,3	350	0 ± 15	–	–	–
		684	10	1,3	150	135 ± 15	–	–	–
321-23	Юго-западный	920	1,5	2,3	295	315 ± 15	–5	209	225 ± 15
		1225	60	5	325	315 ± 15	–	–	–
321-1	Неопределяемый	1537	Незнач.	1,45	240	225 ± 15	–	200	180 ± 15
321-16	Юго-Западный	566	6–25	2	245	225 ± 15	+5	208	225 ± 15
321-14	Неопределяемый	150	1–2	0,3	150	135 ± 15	–	186	180 ± 15
		290	1–2	0,45	205	225 ± 15	–5	–	–
		629	10	0,3	240	225 ± 15	–	–	–
		460	5–7	1,3	220	225 ± 15	–	–	–
		532	20	1	230	225 ± 15	–	–	–
		669	5–7	1	230	225 ± 15	–	–	–
808	Юго-западный	775	3–5	–	265	270 ± 15	–	236	225 ± 15
229-1	Юго-западный	615	2	1,15	125	135 ± 15	–	185	180 ± 15
		860	3	2	115	135 ± 15	–5	–	–
		104	15	0,3	160	180 ± 15	–5	–	–
		484	10	1	115	135 ± 15	–5	–	–
228-1	Юго-восточный	469	15–10	5	110	90 ± 15	+5	143	135 ± 15
		538	0,5–1,0	4,15	105	90 ± 15	–	–	–
844	Юго-восточный	700	Незнач.	1,3	160	180 ± 15	–5	196	180 ± 15
		800	Незнач.	1,15	170	180 ± 15	–	–	–
321-19	Северо-восточный	1460	–	1,15	15	0 ± 15	–	26	45 ± 15
		1539	15–20	1,15	15	0 ± 15	–	–	–
763	Юго-восточный	225	1–2	1	196	180 ± 15	+1	125	135 ± 15
		578	10	1,3	68	90 ± 15	–7	–	–
180-06	Юго-западный	605	2,5	0,45	180	180 ± 15	–	203	225 ± 15
		670	6	0,45	130	135 ± 15	–	–	–
Совпадение с зенитным углом по разрезу 43 %									

Давление гидроразрыва пласта ( $P_{z,p}$ ) рассчитано согласно формулам

$$P_{z,p} = 0,87P_z, \text{ МПа,}$$

$$\text{или } P_{z,p} = 0,83H + 6,6P_{пл}, \text{ МПа,}$$

где  $P_z$  – горное (геостатическое давление), которое определяется весом пород с насыщающими их флюидами в интервале от земной поверхности до точки измерения;  $P_{пл}$  – пластовое давление.



**Рис. 7. Направление напряжений и разрушение скважины за счет гидроразрыва [7]**

Если  $P_{б,р}$  приблизительно равно  $P_{пл}$ , то рост репрессии на пласт может стать причиной поглощения бурового раствора, тогда пластовое давление рассчитано согласно формуле

$$P_{пл} = P_{г} = \rho_{г} g H, \text{ МПа,}$$

где  $P_{г}$  – гидростатическое давление столба воды, МПа;  $\rho_{г}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения.

В соответствии со средней плотностью осадочных пород 2,31 г/см<sup>3</sup> градиент геостатического давления составляет 0,0231 МПа на 1 м мощности пород. В нормальных условиях на глубине  $H$  давление флюидов  $P_{пл}$  приблизительно равно гидростатическому давлению столба воды  $P_{г}$ , МПа, плотностью  $\rho_{г} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>.

Горно-геологические характеристики и условия проходимых пород при строительстве скважин на Чаяндинском месторождении приведены в табл. 3. Отражено, что изменение местного напряжения за счет гидроразрыва пород наблюдалось в стволе одиннадцати (или 60 %) скважин:

- № 321-59, 321-62, 321-66, 321-67, 321-69 (25 %) – в процессе бурения репрессия на пласт превышала максимально допустимую, и в этом случае вдоль максимального напряжения могли возникнуть горизонтальные трещины;

- № 321-55, 321-66, 321-69, 321-70, 321-71, 321-72, 321-76 (35 %) – в процессе бурения  $P_{б,р} \sim P_{пл}$  и в этом случае скважинные разрывы (трещины) могли возникнуть по направлению минимального вертикального напряжения.

Следует отметить, что в скважине № 321-69 явления гидроразрыва могли возникнуть как по причине слишком большого удельного веса бурового раствора, так и по причине слиш-

ком малого удельного веса бурового раствора (см. табл. 3). Учитывая, что вертикальное распространение трещин предполагает большее количество зон (интервалов) поглощений и их максимальную выраженность [6], следует отметить, что четко выраженного изменения в интенсивности поглощений не прослеживалось.

При строительстве остальных девяти (40 %) скважин условия проходимых пород не были нарушены, однако поглощения бурового раствора различной интенсивности зафиксированы.

\*\*\*

Таким образом, использован опыт получения информации о напряженно-деформационном состоянии пород геологического разреза Чаяндинского месторождения с применением инструментария инклинометрии. Реализация данной технологии требует знаний горно-геологических характеристик геологической среды месторождения.

Для условий Чаяндинского месторождения преимущественное развитие трещин может происходить по трем осям напряжений – ортогональной и двум диагональным (динамопаре). При этом угол скола для динамопары составляет менее 90°. Этот факт указывает на единственно возможное, безальтернативное горизонтальное положение оси максимальных сжимающих напряжений при формировании разрывных нарушений осадочного чехла Чаяндинского месторождения.

Анализ изменения траектории ствола в интервалах поглощений показал, что линейно ориентированные элементы не имеют связи с закономерностями образования и распределения планетарной трещиноватости при формировании поглощающих толщ Чаяндинского месторождения.

Оценка возможности изменения местного напряжения за счет гидроразрыва пород в стволе вертикальных скважин продемонстрировала, что трещины (горизонтальные и вертикальные), вызванные бурением, не имеют четко выраженной анизотропии по проницаемости, что указывает на отсутствие связи их с разрывными нарушениями и планетарной трещиноватостью.

Оценка геомеханических свойств геологической среды поглощающих свит кембрия (метегерской, чарской, олекминской, толбачанской) выявила сильную закарстованность поглощающих галогенно-сульфатно-карбонатных пород (участками кавернозных) в чарской свите.

Таблица 3

## Горно-геологические характеристики и условия проходимых пород при строгельстве скважин на Чаяндинском месторождении

№ скв.	Глубина, м	Удельная плотность входящего раствора, г/см <sup>3</sup>	Удельная плотность выходящего раствора, г/см <sup>3</sup>	Механическая скорость бурения, м/ч	Интенсивность поглощения бурового раствора, м <sup>3</sup> /ч	Примечание, поглощенный объем	Давление бурового раствора (гидростатическое), МПа (9,81H <sub>p</sub> )	Давление горное (геостатическое), МПа (0,0231 МПа на 1 м)	Давление гидроразрыва пласта, МПа $P_{sp} = 0,87P_c$	Давление пластовое (столба воды), МПа $P_m = P_e = \rho_e gH$	Максимально допустимая репрессия на пласт, МПа	Репрессия на пласт при бурении, МПа
321-43	84,9-86,1	-	-	5,5	138	30,0 м <sup>3</sup> общий	-	1,989	1,73	0,84	1,5	-
321-47	33-209	-	-	3,52	6,8	13,4 м <sup>3</sup> общий	-	4,828	4,20	2,05	1,5	-
321-49	400-420	1,4	-	2,6	Частичное	24,1 м <sup>3</sup> за рейс	5,76	9,702	8,44	4,12	1,5	1,64
	800-866	1,3	-	1,6	Частичное	2,1 м <sup>3</sup> за рейс	11,04	20,005	17,40	8,50	1,5	2,54
321-51	1500-1606,6	1,2	-	1,3	Частичное	17,3 м <sup>3</sup> за рейс	18,91	37,112	32,29	15,76	2,5-3,5	3,15
	155	1,2	-	2,4	Частичное	1,4 м <sup>3</sup> за рейс	1,82	3,581	3,12	1,52	1,5	0,30
321-53	168-200	1,08-1,1	-	-	-	10,0 м <sup>3</sup> за рейс	2,15	4,620	4,02	1,96	1,5	0,19
	605-635	1,25-1,27	-	3,7	-	Затяжки до 10 т	7,9	14,669	12,76	6,23	1,5	1,67
321-54	55,3	-	-	1,6	-	Затяжки до 20 т	-	1,277	1,11	0,54	1,5	-
	431-552	1,2	1,18	2,1	-	18,5 м <sup>3</sup> за рейс	6,4	12,751	11,09	5,42	1,5	0,98
321-56	563-580	-	1,17	3,1	Полное	24,0 м <sup>3</sup> за рейс	6,65	13,398	11,66	5,69	1,5	0,96
	1213-1225	1,14	1,23 (перед нараш.)	2,1	-	5,9 м <sup>3</sup> за рейс	13,69 (14,78)	28,298	24,62	12,02	2,5-3,5	1,67
321-55	57-59	1,10	-	1,2	-	Появление грифонов	0,63	1,363	1,19	0,58	1,5	0,05
321-56	462	1,04	-	2,6	Полное	Полная потеря циркул. (пп/л)	4,71	10,672	9,28	4,53	1,5	0,18
321-57	402,1	1,4	-	0,2	97,0	-	5,52	9,289	8,08	3,94	1,5	1,58
	409-425	1,33	1,24	2,7	1,0	-	5,54	9,818	8,54	4,17	1,5	1,37
321-59	61,8-230,3	1,05	-	5,6-7,6	7,0	-	2,37	5,320	4,63	2,26	1,5	0,11
	1700,4-1701	1,25-1,28	-	1,4	6-8	30,0 м <sup>3</sup> всего	21,35	39,293	34,18	16,69	2,5-3,5	4,66
321-61г	1352-1380	1,25	-	7,4	5,0	-	16,92	31,878	27,73	13,54	2,5-3,5	3,38
	400-614,7	1,75	-	1,2	3-12	-	10,55	14,200	12,35	6,03	1,5	4,52
321-62	850-1203	1,2	-	1,9	1,3	-	14,16	27,789	24,18	11,80	1,5	2,36
	98	1,05	-	9,87	25-65	Полное поглощение	1,00	2,264	1,97	0,96	1,5	0,04
321-66	783-795,6	1,15-1,24	-	6,72	4,3	-	9,67	18,385	16,00	7,80	1,5	1,87
	943,9-951	1,15-1,24	-	7,5	102	-	11,56	21,968	19,11	9,33	1,5	2,23

Окончание табл. 3

№ скв.	Глубина, м	Удельная плотность входящего раствора, г/см <sup>3</sup>	Удельная плотность выходящего раствора, г/см <sup>3</sup>	Механическая скорость бурения, м/ч	Интенсивность поглощения бурового раствора, м <sup>3</sup> /ч	Примечание, поглощенный объем	Давление бурового раствора (гидростатическое), МПа (9,81H <sub>р</sub> )	Давление горное (геостатическое), МПа (0,0231 МПа на 1 м)	Давление гидроразрыва пласта, МПа $P_{sp} = 0,87P_z$	Давление пластовое (столба воды), МПа $P_{из} = P_e = \rho_e g H$	Максимально допустимая репрессия на пласт, МПа	Репрессия на пласт при бурении, МПа
321-67	452,7-454,9	1,82	-	6,8	-	пл/ц, 12,0 м <sup>3</sup> за рейс	8,12	10,508	9,14	4,46	1,5	3,66
	586,4-599,8	-	1,14	9,4	Частичное поглощение		6,69	13,855	12,05	5,88	1,5	0,81
321-69	155,7	1,05	1,05	2,26	Частичное поглощение	21,7 м <sup>3</sup> за рейс	1,60	3,597	3,13	1,53	1,5	0,07
	217,5	0,95	1,06	3,44	Частичное поглощение	20,0 м <sup>3</sup> за рейс	2,56	5,024	4,37	2,13	1,5	0,43
321-70	806,7-809,4	1,15	1,0	8,42	8,0		9,53	18,697	16,27	7,94	1,5	1,59
	1042,2-1053	1,2	1,0	8,42	8,0	5,5 м <sup>3</sup> за рейс	12,39	24,324	21,16	10,33	1,5	2,06
	211	1,05	-	3,7	-	3,0 м <sup>3</sup> за рейс	2,17	4,874	4,24	2,07	1,5	0,10
	329-441-464	1,03-1,12	-	2,1-3,7	0,5-10,2-13,0		5,09	10,718	9,33	4,55	1,5	0,54
321-71	506	1,12	-	1,8	34,0		5,55	11,689	10,17	4,96	1,5	0,59
	674-750	1,2	-	19,0	2,0	54,0 м <sup>3</sup> общий	8,83	17,325	15,07	7,36	1,5	1,47
	140-160	1,0	-	6,2	5-9,5	пл/ц	1,57	3,696	3,22	1,57	1,5	0,00
	418,8-420	1,24	-	3,0	25	10,2 м <sup>3</sup> общий	5,10	9,702	8,44	4,12	1,5	0,98
321-72	756	1,24	-	4,6	0,5		9,19	17,464	15,19	7,42	1,5	1,77
	1412	1,24	0,75	1,2	26	13,0 м <sup>3</sup> общий	17,17	32,617	28,38	13,85	2,5-3,5	3,32
	102-124,8	1,05-1,06	1,05	1,7	0,6-6,0	12,0 м <sup>3</sup> общий	1,29	2,883	2,51	1,22	1,5	0,07
	442,9-453	1,22	1,13	1,2	3-12	28,6 м <sup>3</sup> общий	5,42	10,464	9,10	4,44	1,5	0,98
321-74	1684-1691	1,19	1,17	6,83	24	15,0 м <sup>3</sup> общий	19,74	39,062	33,98	16,59	2,5-3,5	3,15
	1710,2-1721-1733,5	1,19	1,17	2,4	0,5-1,3	20-10 м <sup>3</sup> за рейс	20,23	40,044	34,84	17,01	2,5-3,5	3,22
321-76	227,9-242,7-287,7	1,07	1,07	4,7-1,68	1,5		3,02	6,646	5,78	2,82	1,5	0,20
	292,5-329,5-400,5	1,07	1,06	2,4	0,7-7,5		4,20	9,252	8,05	3,93	1,5	0,27
321-76	489	1,12	-	2,4	Полное поглощение	20,0 м <sup>3</sup> общий	5,37	11,296	9,83	4,80	1,5	0,57
	522,9-523,1	1,02	1,05	2,3	13,0		5,23 (5,38)	12,084	10,51	5,13	1,5	0,10



### Список литературы

1. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород / Н.Н. Павлова. – М.: Недра, 1975. – 240 с.
2. Ставрогин А.Н. Прочность горных пород и устойчивость выработок на больших глубинах / А.Н. Ставрогин, А.Г. Протосеня. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
3. Петров А.И. О необходимости учета современной геодинамики при оценке и пересчете промышленных запасов нефти и газа / А.И. Петров, В.С. Шеин // Геология нефти и газа. – 2009. – № 11. – С. 10–39.
4. Калашников Ю.А. Геолого-геомеханическая модель Астраханского газоконденсатного месторождения / Ю.А. Калашников, С.В. Гладышев, Д.В. Шустов и др. // Геология и разработка месторождений. – 2012. – № 3. – С. 29–33.
5. Белоусов Г.А. Геолого-физическая характеристика проницаемых (поглощающих) пластов / Г.А. Белоусов и др. // Бурение глубоких разведочных скважин в осложненных условиях Нижнего Поволжья: сб. науч. тр. – М.: ИГиРГИ, 1976. – С. 44–49.
6. Потапов А.Г. К вопросу применения технологии обхода зон катастрофического поглощения на Тенгизском месторождении / А.Г. Потапов, Р.Е. Багиров, Г.А. Белоусов и др. // Геология, разведка и разработка месторождений углеводородов Прикаспийской впадины и обрамления: сб. науч. тр. – Волгоград: Волгоград НИПИ нефть, 1992. – С. 127–132.
7. Али А.Х.А. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах / Анвар Хусен Акбар Али, Тим Браун, Роджер Дельгано и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – С. 4–23.
8. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук / А.И. Тимурзиев. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2009. – 40 с.
9. Потапов А.Г. К вопросу о геомеханическом моделировании при бурении скважин / А.Г. Потапов, О.А. Бельский, О.А. Потапов // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 69–74.